Deutscher Bundestag **Drucksache 18/13680**

18. Wahlperiode 11.10.2017

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes

Energie 2017: Gezielt vorangehen, Stückwerk vermeiden

Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 6. Oktober 2017 gemäß § 62 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort 1

Kurzfassung 3

Kapitel 1 13

Das energiepolitische Puzzle 13

Kapitel 2 15

Stand und Probleme des Wettbewerbs im Energiegroßhandel 15

2.1 Zum Problem der Märkte und Preiszonen im europäischen Energiebinnenmarkt 15
2.1.1 Stromgroßhandel: Preisdifferenzanalyse zur Evaluation der Binnenmarktintegration Deutschlands 18
2.1.2 Gasgroßhandel: Europäische Marktintegration und die Zusammenlegung der beiden deutschen Gasmarktgebiete 27
2.2 Stromgroßhandelspreise und die Rolle von Reservekonzepten und Aufsichtsbehörden 31
2.2.1 Wirkung und Probleme der vorgesehenen Reservekonzepte 32
2.2.2 Zentraler Einfluss der Aufsicht durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 34
2.2.3 Abgrenzung wettbewerbskonformer und missbräuchlicher Preise am Strommarkt 36
2.2.4 Erwartungen an den Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht und Marktmanipulation 42
2.3 Empirische Untersuchung von Marktstruktur und Marktmacht auf dem Stromerstabsatzmarkt 48
2.3.1 Konzernspaltungen und Marktstruktur 49
2.3.2 Marktanteile und Energiemix 50
2.3.3 Marktmachtanalyse anhand des Residual Supply Index 55
2.3.4 Marktmachtanalyse anhand des Return on Witholding Capacity Index 64
2.3.5 Fazit: Derzeit keine Marktmacht großer Energieversorger 68

Kapitel 3 69

Umsetzung der Energiewende 69

3.1 Klimaziele und ihre Umsetzung 69
3.1.1 Internationale Abkommen und Ziele der Klimapolitik in Deutschland 69
3.1.2 Den europäischen Emissionshandel als Instrument der Klimapolitik stärken 72
3.1.3 CO_2-Steuer und Sektorkopplung: Wirksamer Einsatz nationaler Steuerungsmechanismen 75
3.1.3.1 EEG-Umlage bremst Sektorkopplung 77
3.1.3.2 CO_2-Preise im Energie- und Stromsteuersystem 81
3.1.3.3 Fazit 82
3.2 EEG 2017: Ausschreibungen für erneuerbare Energien 82
3.2.1 Systemwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien 82
3.2.2 Erfahrungen aus den PV-Pilotausschreibungen 84
3.2.3 Technologieneutrale Ausschreibungen wirksam umsetzen 87
3.2.4 Einheitspreisverfahren könnte Markteintritte begünstigen 89
3.2.5 Zur Zielerreichung Ausschreibungsvolumina flexibilisieren 91
3.3 Steuerung des Zubaus von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien 93
3.3.1 Netzausbaubedarf und Infrastrukturkosten aufgrund der Energiewende 93
3.3.2 Gegenwärtige Steuerung des Zubaus von EE-Erzeugungsanlagen 99
3.3.3 Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur 105
3.3.4 Regionalkomponente für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien – EE-Regionalkomponente .. 109

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

3.3.4.1 Regionale Preissignale als Lösung für Netzengpässe ... 109
3.3.4.2 Regional differenzierte Förderung erneuerbarer Energien in Form einer zahlungswirksamen EE-Regionalkomponente ... 111
3.3.4.3 Simulation des Stromversorgungssystems in Deutschland ... 114
3.3.4.4 Die Förderung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im Modell ... 116
3.3.4.5 Mithilfe einer EE-Regionalkomponente zu optimalen Standorten ... 117
3.3.4.6 Fazit ... 121

Kapitel 4 ... 122

Ausschreibung und Entgeltregulierung der Energieversorgungsnetze ... 122

4.1 Konzessionsvergabe durch Ausschreibungen ... 122
4.1.1 Grundsätzliche Einordnung der fachlichen Diskussion der letzten Jahre ... 123
4.1.2 Aktuelle Anwendungspraxis ... 124
4.1.3 Reform des § 46 EnWG ... 127
4.1.4 Ineffizienz der Konzessionsvergabe durch den Wettbewerbsparameter Netzentgelt ... 130
4.1.5 Wettbewerbsparameter „Abschlag vom Netzentgelt“ als Basis für Kosteneffizienz ... 132
4.1.6 Empfehlungen ... 134
4.2 Würdigung der Entwicklungen in der Netzentgeltregulierung ... 135
4.2.1 Anreizregulierung in den ersten beiden Regulierungsperioden ... 135
4.2.2 Weg zur Novelle der ARegV ... 137
4.2.3 Kernpunkte der Novelle der ARegV ... 139
4.2.4 Bewertung der Novelle der ARegV ... 142
4.2.5 Senkung der Eigenkapitalzinssätze ... 150
4.2.6 Fazit ... 152

Kapitel 5 ... 153

Zentrale Handlungsempfehlungen ... 153

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland 2009-2014 21
Abbildung 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland nach Monaten 22
Abbildung 2.3: Preisdifferenzphasen nach Stunden 26
Abbildung 2.4: Markträumung in unterschiedlichen Lastsituationen 38
Abbildung 2.5: Wirkung von Kapazitätszurückhaltung 39
Abbildung 2.6: Wirkung physischer Kapazitätszurückhaltung in einer Spitzenlastsituation 41
Abbildung 2.7: Wirkung finanzieller Kapazitätszurückhaltung in einer Spitzenlastsituation 42
Abbildung 2.8: Eigentümerstruktur auf Erzeugerebene für konventionelle Energien 2016 53
Abbildung 2.9: Eigentümerstruktur nach Energieträgern bzw. Erzeugungsart 2016 54
Abbildung 2.10: Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger 55
Abbildung 2.11: Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke 2016 57
Abbildung 2.12: Kumulierte relative Häufigkeiten der RSI-Werte 62
Abbildung 2.13: Relative Häufigkeit der RSI-Werte 63
Abbildung 2.14: Zusammenhang zwischen Residuallast und Preisen am Spotmarkt 2016 66
Abbildung 2.15: Verlauf RWC-Tagesdurchschnittswerte in 2016 67
Abbildung 3.1: Höhe der EEG-Umlage für Haushaltsstromkunden in Deutschland 78
Abbildung 3.2: Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch seit 2011 80
Abbildung 3.3: Ergebnisse der sechs PV-Freiflächenausschreibungen 85
Abbildung 3.4: Entwicklung der Kosten von Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz 96
Abbildung 3.5: Entwicklung der Entschädigungszahlungen/-ansprüche verursacht durch Einspeisemanagement-Maßnahmen 97
Abbildung 3.6: Entwicklung der Netzentgelte seit 2011 98
Abbildung 3.7: Installierte Leistung bei Windenergieanlagen nach Bundesländern 2016 100
Abbildung 3.8: Netzknoten in der Simulation von Grimm u. a. (2017) 115
Abbildung 3.9: Installierte Leistung von Solar- und Windenergieanlagen im Jahr 2035 118
Abbildung 3.10: Differenz zwischen Verbrauch und Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen 119

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland in Prozent der Jahresstunden 20
Tabelle 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland zu Höchstlastzeiten 23
Tabelle 2.3: Kennzahlen der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland 24
Tabelle 2.4: Stunden der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland 25
Tabelle 2.5: Dauer von Preisdifferenzphasen 25
Tabelle 2.6: Statistische Kennzahlen der RSI-Werte – Szenario 1 61
Tabelle 2.7: Residual Supply Index 61
Tabelle 2.8: Return on Witholding Capacity Index für 2016 und 2014 67
Tabelle 3.1: Quantitative Ziele der Energiewende 71
Tabelle 3.2: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder 72
Tabelle 3.3: Ausgewählte Szenarien und Ausprägungen in Bezug auf die Standorte von EE-Anlagen 115
Tabelle 3.4: Modellergebnisse unterschiedlicher Szenarien 120

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Vorwort

Das Sondergutachten Energie 2017 ist das sechste Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Energiewirtschaftsgesetz zum Energiemarkt. Die Monopolkommission nimmt darin zum Stand und zur absehbaren Entwicklung des Wettbewerbs Stellung und beurteilt die Frage, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht. Sie würdigt darüber hinaus die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht und diskutiert aktuelle wettbewerbspolitische Fragen der Energiewirtschaft.

Folgende Unternehmen, Verbände und Institutionen haben in einer nichtöffentlichen Anhörung am 8. Mai 2017 oder schriftlich Stellung zum Gutachtenauftrag der Monopolkommission genommen:

Amprion GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesnetzagentur, Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., Bundesverband Erneuerbare Energie e. V., Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V., Bundesverband Windenergie e. V., Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V., E.ON SE, EEX European Energy Exchange AG, EFET Verband Deutscher Energiehändler e. V., EnBW Energie Baden-Württemberg AG, EPEX Spot, Gaspool, Gasunie Deutschland, LichtBlick SE, MVV Energie AG, RWE AG, Stadtwerke Fellbach, Statkraft Germany GmbH, TenneT TSO GmbH, Thüga Aktiengesellschaft, TransnetBW GmbH, Vattenfall Europe AG, Verbraucherzentrale Bundesverband e. V., VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V., 50Hertz Transmission GmbH.

Am 8. Mai 2017 fand zudem ein Expertenworkshop statt, bei dem ausgewählte Fragen zur Regulierung und zum Wettbewerb auf den Märkten der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft mit Sachverständigen diskutiert wurden. Teilnehmer der Diskussionsrunde waren:

- Herr Professor Dr. Marc Oliver Bettzüge (ewi)
- Herr Professor Dr. Andreas Löschel (WWU Münster)
- Herr Hannes Seidl (dena).

Die Monopolkommission bedankt sich weiterhin bei den wissenschaftlichen Sachverständigen Herrn Professor Dr. Justus Haucap, Herrn Professor Dr. Hans-Peter Schwintowski und Herrn Dr. Harald Krebs (Vattenfall) für ihre Beiträge zur Meinungsbildung der Monopolkommission.

Der Vizepräsident der Bundesnetzagentur, Herr Peter Franke, sowie Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 19. Juni 2017 insbesondere Fragen zur Anreizregulierung, zum Stromnetzausbau und zu Kapazitätsmechanismen erörtert.

Weiterhin haben am 19. Juni 2017 der Präsident des Bundeskartellamtes, Herr Andreas Mundt, sowie Mitarbeiter des Amtes mit der Monopolkommission Fragen zur Wettbewerbsentwicklung auf den leitungsgebundenen Märkten für Elektrizität und Gas sowie zu aktuellen wirtschaftspolitischen Maßnahmen im Energiesektor diskutiert.

Zur Vorbereitung dieses Gutachtens hat die Monopolkommission einen externen Gutachtenauftrag erteilt. Den Auftrag erhielten Frau Professor Dr. Veronika Grimm und Herr Professor Dr. Gregor Zöttl von der Friedrich-Alexander-Universität Nürnberg, die in ihrem Gutachten mit dem Titel „Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung“ Standortentscheidungen von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund eines regional differenzierten Vergütungssystems analysierten. Die Arbeitsergebnisse wurden mit den Autoren in der Sitzung der Monopolkommission am 19. Juni 2017 diskutiert.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeitern der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, des Verbands Deutscher Energiehändler e. V. (EFET), des Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), sowie mit zahlreichen weiteren Unternehmen und Verbänden.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Die Monopolkommission dankt an dieser Stelle allen Beteiligten für ihre Mitwirkung.

Die Daten für die empirischen Erhebungen der Monopolkommission wurden durch die European Energy Exchange (EEX), die European Power Exchange (EPEX SPOT), die energate GmbH & Co. KG und die Verivox GmbH erhoben und der Monopolkommission dankenswerterweise für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeitern Herrn Dr. Marc Bataille und Frau Dr. Julia Rothbauer, die das Gutachten federführend betreut haben, sowie bei Frau Maria Geilmann, LL.M., Herrn Nils-Peter Schepp, Frau Dr. Juliane Scholl, Herrn Dr. John Weche und Herrn Dr. Thomas Weck, LL.M. für ihre Mitwirkung.

Bonn, im September 2017

Achim Wambach

Dagmar Kollmann Jürgen Kühling

Thomas Nöcker Angelika Westerwelle

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Kurzfassung

K1. Die Monopolkommission hat sich in diesem Sondergutachten mit dem Stand und den Problemen des Wettbewerbs im Energiegroßhandel, den Herausforderungen im Rahmen der Umsetzung der Energiewende sowie der Ausschreibung und Entgeltregulierung der Energieversorgungsnetze auseinandergesetzt. Als Ergebnis ihrer Untersuchung stellt sie fest, dass die zunehmende Komplexität des energie- und umweltrechtlichen Rahmens und die Vielfältigkeit der Zielsetzungen zu einer zunehmend disparaten Marktordnung führen. Deshalb sollte der Schwerpunkt der Energie- und Umweltpolitik in der anstehenden Legislaturperiode darauf gelegt werden, den rechtlichen Rahmen konsequent und widerspruchsfrei an ordnungspolitischen Prinzipien auszurichten. Um dies zu erreichen, hat die Monopolkommission in diesem Gutachten verschiedene Bereiche des Energiesektors untersucht und Empfehlungen erarbeitet.

Stand und Probleme des Wettbewerbs im Energiegroßhandel

Energiebinnenmarkt

K2. Bereits seit mehr als zwei Jahrzehnten verfolgt die Europäische Union das Ziel der Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes. Dahinter steht die Idee, bestehende Handelsbarrieren auf den Märkten für Strom und Gas in den EU-Mitgliedstaaten abzubauen und diese sukzessive zu einem europaweiten Binnenmarkt zusammenzuführen. Ein zentrales praktisches Problem dieses Vorhabens liegt in der Beantwortung der Frage, wie die Zuschnitte von Preiszonen in einem gemeinsamen Energiebinnenmarkt im Endzustand aussehen sollten. Grundsätzlich lässt sich hierzu feststellen, dass Preiszonen im Strom- und Gassektor aus ökonomischer Sicht auf Basis von Engpässen zugeschnitten werden sollten. Dabei sind gegebenenfalls auch grenzüberschreitende Integrationsprojekte förderlich.

K3. Neben den Vorteilen aus der Erzielung produktiver Effizienzen ist eine Binnenmarktintegration vor allem aus wettbewerbsökonomischen Erwägungen zu begrüßen. Grund hierfür ist unter anderem, dass ein Abbau von Handelshemmnissen zu einer Einschränkung des Missbrauchsspielraums von Anbietern und somit gleichfalls zu einer Einschränkung des Missbrauchspotenzials einer marktmächtigen Stellung innerhalb einer Preiszone führt.

Binnenmarktintegration Strom

K4. Aus wettbewerbsökonomischer Perspektive ist im Stromgroßhandel vor allem die Frage nach dem Stand der Integration europäischer Handelspunkte von Interesse, da hiervon die Definition des geografisch relevanten Marktes und die Beurteilung der Marktmacht einzelner Anbieter abhängen. Die Monopolkommission hat daher ihre regelmäßigen Analysen zur Entwicklung der Integration des deutschen Stromgroßhandelsmarktes für die Jahre 2015 und 2016 fortgeführt. Hierfür wurde die Preiskonvergenz zwischen der deutsch-österreichischen Preiszone und Anrainerstaaten untersucht. Während Preiskonvergenz als Indiz für eine Marktintegration gilt, ist Preisdivergenz zwischen Preiszonen als Indiz für Engpässe zwischen den Preiszonen und getrennte Märkte zu bewerten.

K5. Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Analyse von Preisdifferenz und -konvergenz, dass keine bemerkenswerten Fortschritte auf dem Weg zu einer europäischen Binnenmarktintegration des deutschen Stromgroßhandels erreicht wurden. Hier wären größere Fortschritte im Bereich des europäischen Engpassmanagements und somit der Preiskonvergenz zu erwarten gewesen. Zudem scheint sich die Binnenmarktintegration Deutschlands – zumindest zeitweise – rückläufig zu entwickeln. Der Grund hierfür ist vermutlich die teilweise schwer kontrollierbare Einspeisung in deutsche Netze durch erneuerbare Energieträger. Zudem deuten weiterhin erhebliche Preisdifferenzen zwischen dem deutsch-österreichischen und angrenzenden Großhandelsmärkten auf Übertragungsengpässe und das Vorhandensein strategischer Handlungsspielräume für potenziell marktmächtige Stromanbieter hin. Die Monopolkommission spricht sich daher weiterhin dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst einen auf Deutschland und Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabsatz von Strom anzunehmen. Inwiefern sich die bevorstehenden Lastflussbeschränkungen zwischen deutschen und österreichischen Netzen auf diese Marktdefinition auswirken werden, ist abzuwarten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Binnenmarktintegration Gas

K6. Im Gassektor hat die Europäische Kommission bereits im Jahr 2011 ein sog. Target-Modell zur Operationalisierung ihrer Vorstellung der Binnenmarktziele im Gassektor vorgelegt. Das Modell soll die Binnenmarktziele im Gasgroßhandel konkreter und messbar beschreiben. Da zunehmend deutlich wurde, dass die Effizienzziele des Gasbinnenmarktes nicht erreichbar sind, wurde das Target-Modell im Jahr 2015 durch die Energieagentur der Europäischen Union (ACER) überarbeitet und neu veröffentlicht (sog. Gas-Target-Modell II). ACER hat die Liquidität der nationalen Gasmärkte zu diesem Zeitpunkt auf Basis der Kriterien des neuen und des ursprünglichen Target-Modells untersucht. Für die neuen Kriterien hat ACER die entsprechenden Kennzahlen der liquidesten europäischen Handelspunkte, dem britischen National Balancing Point und dem niederländischen Title Transfer Facility, als Referenz zugrunde gelegt. Erwartungsgemäß lag zum Zeitpunkt der Datenerhebung im Jahr 2013 die anhand der neuen Kriterien bewertete Liquidität der meisten europäischen Handelspunkte erheblich unter denen der beiden führenden Märkte. Dies gilt für den Day-Ahead-Handel und besonders für den Handel mit längerfristigen Terminprodukten. Die alten Kriterien wurden sogar nur vom Markt des Vereinigten Königreichs ausnahmslos erreicht. ACER schlägt den nationalen Regulierungsbehörden vor, die Entwicklung der Gasmärkte auf Basis der definierten Kriterien regelmäßig zu untersuchen und bei deren Verfehlen eine Integration von benachbarten Märkten zu prüfen. In letzterem Fall soll zunächst eine Kosten/Nutzen-Analyse erstellt werden.

K7. Deutschland ist dem Auftrag aus dem Gas Target Modell II nachgekommen, die vorgegebenen Indikatoren zu ermitteln und mögliche liquiditätserhöhende Maßnahmen zu prüfen. Die entsprechende Analyse des deutschen Gasmarktes nach den Schwellenwerten von ACER wurde von einer Beratungsgesellschaft im Auftrag der Bundesnetzagentur durchgeführt. Im Anschluss an das in diesem Zusammenhang erstellte Gutachten hat die Bundesnetzagentur einen Marktdialog gestartet. In ihrem Abschlussbericht hat sie empfohlen, vor der Durchführung von Integrationsmaßnahmen zunächst weitere Informationen zu sammeln. Am 24. Mai 2017 hat das Bundeskabinett derweil den zweiten „Entwurf zur ersten Verordnung zur Änderung der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen“ beschlossen, in dem jedoch bereits die Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und Gaspool vorgesehen ist. Die Monopolkommission ist hingegen der Auffassung, dass die Zusammenlegung von Marktgebieten an ein positives Ergebnis einer auf einem Netzmodell basierende Kosten/Nutzen-Analyse geknüpft werden sollte.

Stromgroßhandelspreise und die Rolle von Reservekonzepten

K8. Ein die wettbewerbspolitische Debatte im Energiemarkt seit langem bestimmendes Problem betrifft die effiziente Funktion von Energiegroßhandelsmärkten. Den damit einhergehenden Fragestellungen hat die Monopolkommission seit ihrem ersten Energiesondergutachten nach § 62 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) stets eine hohe Bedeutung zugemessen. Allerdings hat sich die Zielrichtung dieser Debatte im Zeitverlauf deutlich verändert und schwankte zwischen der Diskussion der Gefahr eines überoptimalen und eines unteroptimalen Preisniveaus. Mit dem Absinken der durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise seit dem Ende der 2000er Jahre intensivierte sich die Debatte um die Gefahr möglicher Unterinvestitionen und gipfelte in der auch politisch umstrittenen Frage nach dem Bedarf nach sog. Kapazitätsmechanismen. Vor dem Hintergrund der Entscheidung der Bundesregierung für das Konzept Strommarkt 2.0 im Jahr 2015 ist die Debatte um die generelle Ausrichtung des Strommarktdesigns nun allerdings zur Ruhe gekommen. Danach ist klar, dass die Bundesregierung grundsätzlich auf die Wirksamkeit des Stromgroßhandelsmarktes vertrauen will und zur Verbesserung der Funktionsfähigkeit entsprechende Marktreformen umsetzt.

K9. Für den Fall, dass es wider Erwarten zu einem Investitionsproblem kommen sollte, hat die Bundesregierung in ihrem Konzept zudem die Bildung strategischer Reserven vorgesehen. Eine wesentliche Rolle nimmt hierbei die sog. Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG ein. Auf Basis einer Verordnungsermächtigung in § 13h EnWG hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine Kapazitätsreserveverordnung erarbeitet. Im Hinblick auf diese Vorschrift eröffnete die Europäische Kommission mit einem Beschluss von Anfang April 2017 das förmliche Verfahren zur beihilfenrechtlichen Prüfung gemäß Art. 108 Abs. 1 AEUV. In ihrem Eröffnungsbeschluss äußert die Europäische Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt. Ein Kritikpunkt im Rah-

men der Erforderlichkeitsprüfung der Europäischen Kommission betrifft unter anderem den Verzicht auf ein Enddatum und den fehlenden Plan für die schrittweise Beendigung der Maßnahme. Eine Befristung der Reserve auf zehn Jahre hatte bereits die Monopolkommission in ihrem 71. Sondergutachten empfohlen; diese ist jedoch vom Gesetzgeber nicht aufgenommen worden. Ein weiterer Kritikpunkt der Europäischen Kommission betrifft den Verzicht auf die Berechnung eines Wertes für Versorgungssicherheit (Value of Lost Load), der eine ökonomisch effizientere Ausgestaltung der Reserve ermöglicht hätte. Die Monopolkommission empfiehlt, die Berechnung dieses Wertes nachzuholen. Dadurch könnte das technische Gebotslimit der Strombörse und des Ausgleichsenergiepreises (bei Reserveeinsatz) auf den berechneten Wert festgesetzt werden. Zudem sollte die Reserve nun auf einen Zeitraum von zehn Jahren befristet werden.

Die Rolle der Aufsichtsbehörden

K10. Eine schon länger geführte Diskussion betrifft einen möglichen systematischen Einfluss von Marktmacht großer Energieversorgungsunternehmen auf den Großhandelspreis für Strom. Ursächlich dafür ist die Annahme, dass die Charakteristika des Strommarktes günstige Bedingungen für große Energieversorger bieten, um den Preis auf ein überoptimales Niveau zu heben. Durch die zeitweise durch Marktmacht überhöhten Preise würden wiederum Investitionsanreize ausgelöst, die Überkapazitäten, eine Abnahme der Marktmacht einzelner Versorger und damit wieder sinkende Preise zur Folge hätten. Die Kapazitätsausstattung bliebe allerdings überoptimal hoch.

K11. Es ist Aufgabe von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, einem durch Marktmachtmissbrauch oder Marktmanipulation überhöhtem Preisniveau vorzubeugen. Das Konzept der Bundesregierung zum Strommarkt 2.0 hat die Aufsichtsbehörden daher in eine schwierige Situation versetzt. Das Ziel des Vorgehens muss es sein, zwischen zulässigen und unzulässigen Preisaufschlägen zu unterscheiden. Diese Abgrenzung wird besonders dadurch erschwert, dass ein Energieversorger, dessen Angebot auf dem Markt unerlässlich ist, durch Kapazitätszurückhaltung erheblichen Einfluss auf den Preis nehmen kann. Die dadurch ausgelösten Preisspitzen lassen sich nur schwer von wettbewerbskonformen Preisspitzen unterscheiden.

K12. Im ihrem Weißbuch hatte die Bundesregierung bereits im Jahr 2015 angekündigt, dass Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur beabsichtigen, einen gemeinsamen Leitfaden zu erstellen, der Ausführungen zur Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabsatzmarkt sowie Ausführungen zum Marktmanipulationsverbot der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) beinhaltet. Die Veröffentlichung des Leitfadens steht zum Zeitpunkt des Abschlusses dieses Gutachtens noch aus. Aufgrund der Bedeutung des Leitfadens auch für den Terminhandel ist eine baldige Veröffentlichung ratsam. In dem Leitfaden sollte neu definiert werden, wann ein Energieversorger auf dem Erstabsatzmarkt für Strom marktbeherrschend ist. Hierbei ist zeitlich auf einzelne (Viertel-)Stundenprodukte abzustellen. Markbeherrschung läge danach zu einzelnen Zeitpunkten vor, in denen ein Unternehmen aufgrund seiner Marktposition den Preis signifikant beeinflussen kann. Diese Vorgehensweise basiert auf der Überlegung, dass eine Transparenz über die Zulässigkeit eines bestimmten Angebotsverhaltens von Energieversorgern nicht auf Basis der bisher vom Bundeskartellamt vorgenommenen Ermittlung der Marktbeherrschung geschaffen werden kann. Zur Schaffung von Transparenz und Rechtssicherheit sollte das Bundeskartellamt in dem zu erwartenden Leitfaden eindeutige und für die Versorger antizipierbare Kriterien für die Durchführung einer kartellrechtlichen Verhaltensprüfung definieren.

Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom

K13. Im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrages nach § 62 EnWG legt die Monopolkommission auch eine aktuelle empirische Analyse der Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom für das Jahr 2016 vor. Der Stromgroßhandelsmarkt war in den letzten Jahren weitreichenden Veränderungen ausgesetzt und ist dies auch weiterhin. Die Gründe hierfür sind vor allem der geplante Atomenergieausstieg und die Förderung und zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Diese hatten unter anderem auch zu einem Preisrückgang im Stromgroßhandel in den letzten Jahren geführt. Diese Veränderungen spiegeln sich auch in den Marktmachtverhältnissen auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom wieder. Von großer Bedeutung für die Beurteilung der Marktstruktur ist die Aufspaltung von Geschäftsbereichen

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

von drei der vier größten Energieversorgungsunternehmen im Jahr 2016. Als Reaktion auf das veränderte Marktumfeld fand hier hauptsächlich eine gesellschaftsrechtliche Trennung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und aus konventionellen Energieträgern, insbesondere Kernenergie und Braunkohle, statt.

K14. Die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung besteht nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, wenn der Marktanteil eines Anbieters mindestens 40 Prozent beträgt. Der gemeinsame Marktanteil der großen vier Versorgungsunternehmen stellt sich 2016 nach Berechnung der Monopolkommission mit 54 Prozent als wesentlich geringer gegenüber 2014 dar (damals 62 Prozent). Der wesentliche Grund hierfür ist die Veräußerung der Braunkohleverstromung von Vattenfall. Kapazitätsmächtigster Anbieter ist weiterhin RWE mit 22 Prozent, gefolgt von E.ON mit 13 Prozent und EnBW mit 12 Prozent. Vattenfall verfügt durch die Umstrukturierungsmaßnahmen noch über 7 Prozent der Gesamtkapazität und hat seinen Anteil demnach im Vergleich zu 2014 fast halbiert. Der Marktanteil von RWE hat sich gegenüber 2014 nicht verändert und auch die individuellen Anteile von EnBW haben sich lediglich um einen Prozentpunkt verändert. Der Marktanteil von E.ON ist von 15 Prozent in 2014 auf 13 Prozent gefallen.

K15. Die Aussagekraft von Marktanteilen für die tatsächliche Wettbewerbssituation eines Anbieters ist jedoch begrenzt. Dies trifft in besonderer Weise auf den Strommarkt zu, da hier die Möglichkeit einer Substitution von Erzeugungskapazität eines Anbieters durch seine Wettbewerber stark eingeschränkt sein kann. Die Gründe hierfür sind vor allem eine kurzfristig unelastische Nachfrage und beschränkte Erzeugungskapazität sowie die Nicht-Speicherbarkeit von Strom. Unter diesen Voraussetzungen können Nachfragebefriedigung und Netzstabilität wesentlich auch von den Einspeisungen eines Anbieters abhängen, auf welchen ein Marktanteil von weit unter 40 Prozent entfällt. Ist ein Versorgungsunternehmen in diesem Sinne unverzichtbar, so kann dies gleichzeitig eine marktmächtige Stellung bedeuten. Über eine Bestimmung der Marktanteile der großen Energieversorger hinaus berechnet die Monopolkommission daher als Marktmachtindikator zusätzlich den Residual Supply Index (RSI). Die für das Jahr 2016 durchgeführte RSI-Analyse zur Marktmacht der größten vier Energieversorgungsunternehmen auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom gibt jedoch keinerlei Anlass zur Vermutung wesentlicher Marktmacht eines Anbieters. Für eine Beurteilung der zukünftigen Entwicklung der Wettbewerbssituation auf dem Stromerstabsatzmarkt sind insbesondere aktuelle Konzernspaltungsprozesse zu beobachten und einer kartellrechtlichen Beurteilung zu unterziehen.

K16. Darüber hinaus weist die Monopolkommission zum zweiten Mal den sog. Return on Withholding Capacity Index (RWC) aus, welcher die Anreize zu missbräuchlichem Verhalten abbilden soll. Dazu misst der RWC für jede Stunde, ob sich die Zurückhaltung von Kapazität für einen Anbieter lohnen würde. Der RWC kann Werte von null bis unendlich annehmen, wobei der Wert 1 einen wichtigen Grenzwert darstellt. Bei diesem Wert wird der durch die Kapazitätszurückhaltung entgangene Umsatz voll kompensiert. Gegenüber dem letzten Energiesondergutachten der Monopolkommission und der ersten erfolgten Kalkulation des RWC hat sich die Datengrundlage erheblich verbessert. Dadurch sind leichte Unterschiede gegenüber der vorigen Analyse erkennbar. Allerdings übersteigt der RWC nur für das Unternehmen RWE und in lediglich 31 Stunden den kritischen Wert von 1. Insgesamt kann die Analyse durch den RWC langfristig das Marktmachtscreening verbessern und gegebenenfalls auch die Entscheidung über das Vorliegen von Marktbeherrschung weiter fundieren.

Umsetzung der Energiewende

Europäische Lösung für nationale Klimaziele

K17. Die Teil- und Zwischenziele der Klimapolitik dienen der Reduzierung der erwarteten Erderwärmung mittels der Verringerung der Treibhausgasemissionen. Das Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990 wird jedoch voraussichtlich nicht erreicht. Seit dem Jahr 2009 stagniert die Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Um das Reduktionsziel zu erreichen, bedarf es eines umfassenden Lenkungsinstruments zur Steuerung der Treibhausgasemissionen. Ein derartiges Lenkungsinstrument ist das europäische Emissionshandelssystem EU-ETS. Dort wird eine Obergrenze („Cap“) für das Gesamtvolumen der Emissionen bestimmter Treibhausgase festgelegt, das emissionshandelspflichtige Anlagen während

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

einer Handelsperiode ausstoßen dürfen. Entsprechend dieser Obergrenze erhalten Unternehmen Emissionsberechtigungen in Form von Zertifikaten durch kostenlose Zuteilung oder über eine Versteigerung im Rahmen einer Auktion. Diese Emissionszertifikate können die Unternehmen anschließend frei am Markt handeln. Am Jahresende muss jedes Unternehmen eine ausreichende Menge an Zertifikaten für seine gesamten Emissionen vorlegen. Im Zeitverlauf wird die Anzahl der ausgegebenen Zertifikate reduziert, sodass auch das Gesamtvolumen der Emissionen sinkt.

K18. Aus ökonomischer Sicht stellt ein derartiger Handel mit Zertifikaten für den Ausstoß von Treibhausgasemissionen ein sehr überzeugendes Instrument für die Klimapolitik dar. Zum einen setzt die Obergrenze für das Emissionsvolumen direkt an dem politischen Ziel der Begrenzung der Emissionen an. Zum anderen gewährleistet die dezentrale Marktkoordination die Kosteneffizienz. Emittenten, für die es relativ leicht ist, Emissionen zu vermeiden, können ihre Zertifikate an Emittenten verkaufen, für die eine Emissionsreduktion vergleichsweise teuer ist. Es werden also dort Emissionen vermieden, wo dies am günstigsten möglich ist.

K19. Das europäische Emissionshandelssystem EU-ETS sollte allerdings gestärkt werden. Aktuell ist im EU-ETS ein Angebotsüberschuss an Zertifikaten zu beobachten, der zum Teil noch aus früheren Handelsperioden resultiert. Zwar wurden Maßnahmen beschlossen, welche die Überschüsse abbauen sollten. Die Anpassungen fielen jedoch relativ moderat aus, sodass nicht davon auszugehen ist, dass sie ausreichen, um das Angebot ausreichend zu reduzieren. Dazu sollte die Einbeziehung weiterer Sektoren in den Zertifikatehandel in Betracht gezogen werden, da über die so erfolgende einheitliche Preissetzung für Treibhausgasemissionen sektorübergreifend dort Emissionen vermieden würden, wo dies die geringsten Kosten verursacht.

K20. In Deutschland sind die Ziele in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen deutlich ambitionierter als auf EU-Ebene. Zur Erreichung der nationalen Klimaziele sollte vorrangig eine Einigung auf ambitioniertere Ziele auf europäischer Ebene angestrebt werden. Zusätzliche nationale Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen führen zu zusätzlichen Kosten. Die erwünschte Wirkung der Verringerung von Treibhausgasemissionen bleibt dagegen aus, weil nationale Maßnahmen EU-ETS-Zertifikate freisetzen und so die Emissionen lediglich in das Ausland verlagert werden. Die Menge an Treibhausgasemissionen bleibt insgesamt unverändert. Das Klima ändert sich im Ergebnis nicht.

Nationale Steuerungsmechanismen für Sektorkopplung anpassen

K21. Die Förderung erneuerbarer Energien sollte langfristig auslaufen. Wie alle nationalen Maßnahmen zur Verringerung von Treibhausgasemissionen führt auch die Förderung erneuerbarer Energien nicht zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen, sondern lediglich zu einer Verlagerung in das Ausland. Gleichzeitig steigt die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage), die Stromverbraucher als Strompreisbestandteil zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien zahlen, seit ihrer Einführung an und entspricht einem immer größer werdenden Anteil am Strompreis.

K22. Schon innerhalb des Stromsektors führt die EEG-Umlage zu Ausweichstrategien der Verbraucher. Soll in Zukunft ein steigender Anteil an EE-Strom auch in den Sektoren Verkehr und Wärme verwendet werden, besteht das Problem darin, dass Teilnehmer dieser Sektoren nicht ausweichen müssen. Sie können Benzin, Diesel, Erdgas oder Heizöl nutzen und stellen daher nicht auf den Verbrauch von Strom um. Die steigende EEG-Umlage bremst somit die sog. Sektorkopplung, d. h. die Verwendung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor und der Wärmeerzeugung.

K23. Das aktuelle Preissystem aus Energie- und Stromsteuer sowie der Förderung erneuerbarer Energien führt zu Verzerrungen an den Sektorgrenzen und ist daher in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht sinnvoll. Anzustreben wäre eine Reform in Richtung eines über die Sektoren hinweg einheitlichen CO_2-Preises, um die ambitionierten CO_2-Reduktionsziele möglichst kosteneffizient zu erreichen.

K24. Das System aus Energie- und Stromsteuer sollte zugunsten eines CO_2-Preissignals angepasst werden. Dies könnte über eine Abschaffung der Stromsteuer und eine Aufhebung der Befreiung der Stromerzeugung von der

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Energiesteuer umgesetzt werden. Die Energiesteuer ist eine Verbrauchsteuer, die sowohl beim Verbrauch fossiler Energieträger, wie z. B. Mineralöle, Erdgas oder Kohle, erhoben wird als auch beim Verbrauch nachwachsender Energieträger, wie z. B. Pflanzenöl, Biodiesel oder Bioethanol. Der Verbrauch zur Erzeugung von Strom ist allerdings ausgenommen. Dafür wird der Stromverbrauch mit der Stromsteuer belastet.

K25. Wie die EEG-Umlage bremst die Stromsteuer die Sektorkopplung. An ihre Stelle könnte eine Energiesteuer für die Stromerzeugung treten, die sich am CO_2-Ausstoß orientiert. So würde der Einsatz von Strom in den Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung im Vergleich zu den fossilen Energieträgern relativ günstiger. Die Anreize zur Sektorkopplung würden steigen. Gleiches gilt für die Anpassung der Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien über die EEG-Umlage. Diese könnte in einer Übergangszeit bis zum Auslaufen der Förderung durch eine Steuerfinanzierung ersetzt werden, um die Sektorkopplung zu fördern.

Technologieneutrale Förderung erneuerbarer Energien wirksam umsetzen

K26. Die Förderung erneuerbarer Energien sollte soweit wie möglich über technologieneutrale Ausschreibungen erfolgen. Durch das EEG 2017 wurde die Förderung für neue, große EE-Anlagen auf eine Mengensteuerung in Form eines Ausschreibungssystems umgestellt. Es handelt sich größtenteils um technologiespezifische Ausschreibungen. So sieht das EEG 2017 spezifische Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See, Solaranlagen und Biomasseanlagen vor.

K27. Über ein vergleichsweise geringes Ausschreibungsvolumen werden auch Ausschreibungen durchgeführt, die als technologieneutral bezeichnet werden können, weil in diesen Ausschreibungen jeweils unterschiedliche Technologien miteinander um die ausgeschriebene Menge konkurrieren. Ziel von technologieneutralen Ausschreibungen ist es, im Wettbewerb dasjenige Verhältnis an installierter Leistung unterschiedlicher Technologien zu identifizieren, das eine kosteneffiziente Förderung erneuerbarer Energien sicherstellt. Da die Volumina der gemeinsamen (technologieneutralen) Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen bei denjenigen Volumina, die technologiespezifisch ausgeschrieben werden, angerechnet werden, bleibt der Technologiemix momentan trotz gemeinsamer (technologieneutraler) Ausschreibungen im Ergebnis unverändert. Der Vorteil der gemeinsamen Ausschreibung stellt sich damit nicht ein.

K28. Zur Umstellung sollte das aktuelle System technologiespezifischer Ausschreibungen schrittweise in ein System technologieneutraler Ausschreibungen überführt werden. Dazu könnte zunächst für einzelne Technologien ein Minimum an zu installierender Leistung festgelegt werden. Die Ausschreibungen könnten dann technologieneutral erfolgen und in Fällen, in denen für eine Technologie das Minimalziel nicht erreicht wurde, könnte die fehlende Leistung über technologiespezifische Ausschreibungen aufgestockt werden.

K29. Das Referenzertragsmodell, bei dem Windenergieanlagen an windschwachen Standorten stärker gefördert werden als Anlagen an windreichen Standorten, sollte abgeschafft werden. Zum einen ist es auch unter dem Referenzertragsmodell in Bezug auf die räumliche Verteilung der Windenergieanlagen bisher zu deutlichen Vorteilen für einige Bundesländer gekommen. Zum anderen läuft das Ziel, einen bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen zu erreichen, indem auch dort Anlagen gebaut werden, wo sich dies ansonsten nicht rentieren würde, einer kosteneffizienten Erzeugung entgegen. Da das Referenzertragsmodell zudem höchstens zufällig zu einer Wahl von Standorten führt, die in Bezug auf einen etwaigen Netzausbaubedarf vorteilhaft ist, trägt das Referenzertragsmodell nicht zu einer effizienten Ansiedelung von EE-Anlagen bei, sondern führt im Gegenteil sogar zu Fehlanreizen und Ineffizienzen.

Erzeugerseitiges Netzentgelt für EE-Anlagen (EE-Regionalkomponente) einführen

K30. Für die Wahl des Standortes von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist die Standortgüte entscheidend. Solaranlagen wurden bisher überwiegend im Süden Deutschlands installiert, Windenergieanlagen überwiegend im Norden. Die Verbrauchszentren befinden sich jedoch eher in den Ballungsräumen im Westen und Süden von Deutschland. Die Veränderung der Erzeugungsstruktur, die mit der Energiewende einhergeht, führt aufseiten der Netzbetreiber einerseits zu Netzausbaukosten, andererseits auch zu steigenden Kosten aufgrund des

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

notwendigen kurzfristigen Engpassmanagements. In der Folge kommt es zu einer Steigerung und regionalen Spreizung bei den Netzentgelten, welche ausschließlich von den Stromverbrauchern gezahlt werden.

K31. Die Monopolkommission teilt die Bedenken der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Kostenverantwortung der Netzbetreiber bei einheitlichen Netzentgelten. Zwar scheint es nicht weiter sachgerecht, dass Kosten von Netzausbau und Engpassmanagement vorrangig von Letztverbrauchern in Regionen getragen werden, aus denen der Strom aus erneuerbaren Energien abtransportiert werden muss. Abhängig von der genauen Ausgestaltung kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die Bestimmung von einheitlichen Netzentgelten auf Grundlage der Kosten mehrerer Netzbetreiber die Anreize für Kostensenkungen bei den Netzbetreibern einschränkt.

K32. Das im Rahmen der Energiewende zu Tage tretende Grundproblem des deutschen Energiemarktdesigns ist das Fehlen von regionalen Preissignalen. Innerhalb Deutschlands (und bisher Österreichs) existiert eine einheitliche Preiszone, sodass Erzeuger unabhängig von ihrem Standort einen einheitlichen Großhandelspreis erhalten. Zudem werden Erzeuger nicht an Netzausbau- und Engpassmanagementkosten beteiligt. Daher findet keine Abwägung zwischen den (Netto-)Ertragsmöglichkeiten von Erzeugungsanlagen an bestimmten Standorten und den mit diesen Standorten verbundenen Netzausbaukosten statt. Unter Berücksichtigung dieses Zielkonflikts stellt der verbrauchsnahe Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien eine Alternative zum Netzausbau dar. Ein im Auftrag der Monopolkommission erstelltes Gutachten zeigt, dass Solar- und Windenergieanlagen in einem entsprechend optimierten Energiesystem eher in Regionen angesiedelt sind, in denen ein hoher Verbrauch zu erwarten ist.

K33. Als Steuerungsinstrument für einen effizienten Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, empfiehlt die Monopolkommission ein erzeugerseitiges Netzentgelt für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Regionalkomponente). Eine EE-Regionalkomponente kann den Zubau von EE-Anlagen regional steuern und die netzseitigen Kosten der Energiewende verursachungsgerecht verteilen. Sie sollte so ausgestaltet werden, dass EE-Anlagenbetreiber die EE-Regionalkomponente unabhängig vom Ausschreibungssystem an Netzbetreiber zu entrichten haben, wenn sie an ihrem geplanten Standort einen Netzausbaubedarf auslösen.

K34. Mithilfe der EE-Regionalkomponente würde eine Abwägung zwischen Ertragsmöglichkeiten und Netzausbaukosten und damit eine effiziente Standortwahl von EE-Anlagen ermöglicht. Das im Auftrag der Monopolkommission erstellte Gutachten zeigt, dass eine regional differenzierte Nettoförderung (Förderung abzüglich EE-Regionalkomponente) den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen an weniger ertragreichen, aber lastnahen Standorten, beispielsweise im Süden, ermöglicht und gleichzeitig einen zu starken Ausbau an ertragreichen, aber lastfernen Standorten im Norden vermeidet. So könnte der notwendige Netzausbau in etwa halbiert werden, was mit substanziellen Wohlfahrtsgewinnen verbunden wäre. Gleichzeitig könnte die mit der EE-Regionalkomponente verbundene verursachungsgerechte Verteilung der netzseitigen Kosten der Energiewende die Spreizung der Netzentgelte auf Seiten der Stromverbraucher dämpfen und die Transparenz in Bezug auf die Kosten der Energiewende erhöhen.

Ausschreibung und Entgeltregulierung der Energieversorgungsnetze

K35. Der Betrieb der Energieversorgungsnetze weist die Eigenschaften eines natürlichen Monopols auf. Dem Ziel, trotz der Monopolstellung der Netzbetreiber einem hypothetischen Verhalten bei wirksamem Wettbewerb nahe zu kommen (sog. „Als-ob-Wettbewerb“), dient die sektorspezifische Regulierung, die Regeln zur organisatorischen Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung sowie zur Regulierung von Netzzugang und Netzentgelten umfasst. Einen Schwerpunkt der Regulierung bildet die Höhe der Entgelte für den Netzzugang in Form der sog. Anreizregulierung. Im Fall der lokalen Netzbetreiber – also auf Ebene der Verteilnetze – hat der Gesetzgeber ein zusätzliches wettbewerbspolitisches Instrument, die Ausschreibung der Netzkonzession, verankert. Die Monopolkommission hat das Ausschreibungsverfahren, die Anreizregulierung und die zwischen ihnen bestehenden Wechselwirkungen untersucht.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Konzessionsvergabe durch Ausschreibungen

K36. Die Monopolkommission hat aktuelle Probleme bei der Konzessionsvergabe durch Kommunen, die dazu ergangene Entscheidungspraxis sowie die im Januar 2017 in Kraft getretene Reform des § 46 EnWG analysiert. Sie bekräftigt ihre Empfehlung, den angebotenen Abschlag vom Netzentgelt als vorrangiges Kriterium im Ausschreibungsverfahren anzuwenden. Ein solches Vorgehen der Kommunen würde die Anforderungen des § 46 EnWG erfüllen und Verbrauchern in Form von niedrigen Netzentgelten, vergleichbar mit einer „Netzdividende", zugutekommen. Ihrer Empfehlung liegen die im Folgenden dargelegten Überlegungen zugrunde.

K37. Eine Doppelregulierung der Verteilnetzebene – neben die Regulierung des Netzzugangs und Netzentgelts tritt das Ausschreibungsverfahren zur Konzessionsvergabe – ist nur dann sachgerecht, wenn von letzterem eine zusätzliche Effizienz stiftende Wirkung ausgeht. Das Vorliegen solcher Wirkungen ist deshalb wichtig, weil mit dem Ausschreibungsverfahren selbst erhebliche Kosten für Kommunen, Netzbetreiber, Behörden und Gerichte einhergehen. Wesentliche Voraussetzung für Effizienz stiftende Wirkungen des Ausschreibungsverfahrens ist die Berücksichtigung von Ausschreibungskriterien, die nicht schon durch die Anreizregulierung ausreichend bestimmt sind und die dazu führen, dass der Bieter zum Zuge kommt, der das Netz am wirtschaftlichsten betreiben kann.

K38. Die Rechtsprechung der jüngeren Zeit zeigt, dass die Auswahl der Ausschreibungskriterien und deren Gewichtung zentrale Probleme bei der Konzessionsvergabe darstellen. Obwohl die Ausschreibungsverfahren zunehmend komplexer werden, ergeben sich oft nur geringfügige Unterschiede zwischen den Angeboten verschiedener Netzbetreiber. Ein Grund hierfür ist, dass wesentliche Wettbewerbsparameter, z. B. das in § 1 Abs. 1 EnWG verankerte Ziel der Versorgungssicherheit oder die Konzessionsabgabe, bereits durch regulatorische Vorgaben festgelegt sind.

K39. Vor diesem Hintergrund ist es zu begrüßen, dass der reformierte § 46 EnWG ausdrücklich eine besonders hohe, dem Ziel der Versorgungssicherheit vergleichbare, Gewichtung des Ziels der Kosteneffizienz verlangt. Als problematisch erweist sich allerdings, dass es kaum belastbare Ausschreibungsparameter gibt, die sich auf die Effizienz der Anbieter beziehen. Kein belastbares Kriterium stellt der Effizienzwert nach § 12 Abs. 2 Anreizregulierungsverordnung dar, weil für neu in den Markt eintretende Anbieter ein solcher Wert noch nicht vorliegt und für viele Netzbetreiber nur ein Wert geschätzt wird. Auch das zu erwartende Netzentgelt eignet sich wegen des von der Anreizregulierung vorgegebenen Prinzips des einheitlichen Netzentgelts nicht zur Konkretisierung der Kosteneffizienz. Besitzt ein Netzbetreiber mehrere Netzkonzessionen, basiert das Netzentgelt nicht auf den Kosten des Netzbetriebs in einem einzelnen Konzessionsgebiet, sondern auf den (durchschnittlichen) Kosten in allen Konzessionsgebieten. Hierbei können sich die Kosten der Versorgung in verschiedenen Verteilnetzen aus strukturellen Gründen unterscheiden, ohne dass ein Netzbetreiber darauf Einfluss nehmen kann. Das erwartete Netzentgelt besitzt daher kaum Aussagekraft für die Frage, ob der Bieter das ausgeschriebene Konzessionsgebiet tatsächlich am wirtschaftlichsten betreiben kann. Ebenfalls ungeeignet sind die Kriterien Baukostenzuschuss und Hausanschlusskosten, da geringere Einnahmen von den Netzbetreibern gegebenenfalls auf die Verbraucher überwälzt werden können.

K40. Zur Konkretisierung des Ziels der Kosteneffizienz sollte deshalb der von den auf die ausgeschriebene Konzession bietenden Netzbetreibern angebotene Abschlag vom Netzentgelt herangezogen werden. In seiner Wirkung würde ein rationaler Bieter den maximalen Abschlag auf Basis der Rendite kalkulieren, die er auf Basis der Anreizregulierung im ausgeschriebenen Konzessionsgebiet erwartet. Die maximale Zahlungsbereitschaft eines Bieters entspricht danach der erwarteten Rendite (bzw. Renditesteigerung) durch einen Zuschlag bei der Konzessionsvergabe abzüglich der tatsächlichen (zusätzlichen) Kapitalkosten. Auf diese Weise trüge der Abschlag dazu bei, dass Unvollkommenheiten der Anreizregulierung ausgeglichen und mögliche Überrenditen beim Netzbetreiber abgeschmolzen werden. Bei der Anwendung des Abschlags im Ausschreibungsverfahren sollte es der ausschreibenden Kommune überlassen bleiben, die Bemessungsgrundlage festzulegen. Dies würde bedeuten, dass die jeweilige Kommune die Entscheidung trifft, welche Verbrauchergruppe, z. B. Haushaltskunden oder Geschäftskunden, von dem Abschlag profitiert.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

K41. Auch bei Einführung eines solchen Abschlags könnte die Entgeltregulierung wie bisher vorgenommen werden und ein einheitliches Netzentgelt ausweisen. Der Abschlag würde dann als zusätzliche Komponente nur bei Rechnungstellung eines Netzbetreibers im ausgeschriebenen Konzessionsgebiet verrechnet werden.

K42. Um den Kommunen und potenziellen Netzbetreibern im Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz Orientierungshilfe zu geben, sollten der gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur entsprechend angepasst werden. Neben dem Ziel der Netzsicherheit ist das Ziel der Kosteneffizienz als besonders hoch zu gewichtendes Ziel im Verfahren um die Konzessionsvergabe zu benennen. Ebenfalls anzupassen sind die Leitfäden und Musterkriterienkataloge der Landeskartell- und Landesregulierungsbehörden. Neben einer Aufwertung des Ziels der Kosteneffizienz sollten den ausschreibenden Kommunen belastbare Indizien für die Konkretisierung dieses Ziels an die Hand gegeben werden. Hierbei sind Vorgaben zu vermeiden, die einzelne unternehmerische Effizienzpotenziale willkürlich hervorheben bzw. vernachlässigen. Vielmehr ist darauf zu achten, dass sämtliche, von den Netzbetreibern identifizierten Effizienzpotenziale im Ausschreibungsverfahren berücksichtigt werden können.

K43. Um möglicherweise verbleibende Unsicherheiten bezüglich der Zulässigkeit von in Konzessionsverträgen vereinbarten Abschlägen auf das ermittelte Netznutzungsentgelt auszuräumen, sollte diese ausdrücklich gesetzlich klargestellt werden. Die Monopolkommission empfiehlt insoweit eine Ergänzung von § 17 Abs. 8 Stromnetzentgeltverordnung und § 15 Abs. 8 Gasnetzverordnung jeweils um folgenden Satz 2:

> *„Unbeschadet von Satz 1 dürfen im Rahmen des Konzessionsvertrags Abschläge vom regulierten Netzentgelt vereinbart werden."*

Entgeltregulierung

K44. In der Netzentgeltregulierung stand die Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Fokus, welche am 17. September 2016 in Kraft getreten ist. Wesentliche Ziele der Novelle sind eine Verbesserung der Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber, die Stärkung technologieneutraler Effizienzanreize sowie die Erhöhung der Transparenz der Regulierung. Kernbestandteil der Novelle ist die Einführung eines Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber, der das die bisherige Anreizregulierung prägende Budgetprinzip weitgehend ablöst. Durch den Kapitalkostenabgleich, der sich aus einem Kapitalkostenabzug (§ 6 Abs. 3 ARegV) und einem Kapitalkostenabschlag (§ 10a ARegV) zusammensetzt, werden ab der dritten Regulierungsperiode Veränderungen der Kapitalkosten unmittelbar in der jährlichen Erlösobergrenze berücksichtigt.

K45. Das Ziel der Novelle, die Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber zu verbessern, dürfte durch die Einführung des Kapitalkostenabgleichs erreicht werden. Da der aus dem Budgetprinzip resultierende und vielfach kritisierte Zeitverzug bei der Anerkennung von Investitionskosten entfällt, bestehen für Verteilernetzbetreiber künftig starke Investitionsanreize. Diese gehen allerdings zulasten von Effizienzanreizen, welche bisher im Fokus der Anreizregulierung standen. Anstelle technologieneutraler Effizienzanreize setzt der Kapitalkostenabgleich Anreize für einen kapitalintensiven Netzausbau, da nur zusätzliche Kapitalkosten unmittelbar in die Erlösobergrenze eingehen, während zusätzliche Betriebskosten weiterhin aus dem Budget zu bezahlen sind. Diese systematische Verzerrung zugunsten der Kapitalkosten kann zu einem ineffizient hohen Kapitaleinsatz führen. Hiermit einher geht tendenziell eine Verzerrung von Innovationsanreizen. Vor allem betriebskostenlastige Investitionen werden gegenüber kapitalintensiven Netzausbaustrategien benachteiligt. Die Monopolkommission sieht die insgesamt geringeren Effizienzanreize sowie die verzerrten Investitions- und Innovationsanreize kritisch. Sie plädiert dafür, im Zuge der Weiterentwicklung des Regulierungssystems Effizienzanreize wieder zu stärken und die bestehende Verzerrung zugunsten kapitalintensiver Investitionen zu verringern.

K46. Zur Abfederung individueller Härtefälle im Zuge der Umstellung des Regulierungssystems hat der Verordnungsgeber beschlossen, den aus dem Budgetprinzip resultierenden positiven Sockelbetrag aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter im Zeitraum von 2007 bis 2016 für die dritte Regulierungsperiode beizubehalten. Aus Sicht der Monopolkommission wäre eine auf tatsächliche Einzelfälle abstellende Regelung gegenüber der teilweisen Beibehaltung des Sockelbetrags für alle Verteilernetzbetreiber vorzugswürdig gewesen. Eine pauschale Ausweitung des Übergangssockels auf die vierte Regulierungsperiode zur Abfederung potenzieller Härtefälle er-

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

scheint nicht erforderlich. Stattdessen sollten mögliche Härtefälle aufgrund der Umstellung des Regulierungssystems individuell adressiert werden.

K47. Um unter dem Kapitalkostenabgleich Investitionen in innovative und intelligente Netztechnologien anzureizen, wird für Verteilernetzbetreiber ein sog. Effizienzbonus eingeführt (§12a ARegV). Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich gemäß der Dateneinhüllungsanalyse einen Effizienzwert von 100 Prozent erreichen, erhalten demnach einen Aufschlag auf ihre Erlösobergrenze. Die Monopolkommission beurteilt die Einführung eines Effizienzbonus grundsätzlich positiv. Zu hinterfragen ist allerdings die Beschränkung auf die Dateneinhüllungsanalyse. Vorzugswürdig wäre es, wenn alle Netzbetreiber, die gemäß des Effizienzvergleichs zu 100 Prozent effizient sind, einen Bonus unabhängig von der Methode, mittels derer dieser Effizienzwert ermittelt wurde, erhalten würden. Insofern sollte eine Überarbeitung und Ausweitung des Bonussystems auf die stochastische Effizienzgrenzanalyse erwogen werden.

K48. Die Novelle führt zudem zu Anpassungen an weiteren Elementen des Regulierungssystems. Zu begrüßen sind insbesondere der Wegfall von Pflichtparametern im Effizienzvergleich (§ 13 Abs. 4 ARegV-Alt) sowie die Absenkung des pauschalen Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im vereinfachten Verfahren (§ 24 Abs. 2 ARegV). Positiv ist auch die Beibehaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors sowie die Entscheidung, diesen künftig durch die Bundesnetzagentur empirisch ermitteln zu lassen (§ 9 Abs. 3 ARegV). Der Verzicht auf die Einführung eines Qualitätselements im Gasbereich (§ 19 Abs. 2 ARegV) erscheint aufgrund der hohen Netzzuverlässigkeit derzeit vertretbar. Dennoch sollte ein Konzept für ein solches Qualitätselement entwickelt werden, um bei Bedarf zeitnah reagieren zu können. Nicht zuletzt sind die durch eine Überarbeitung von § 31 ARegV geschaffenen erweiterten Veröffentlichungspflichten zu begrüßen, da hierdurch das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung insgesamt transparenter werden.

K49. Abgesehen von der Novelle der ARegV hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2016 die Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode gemäß § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung bzw. Gasnetzentgeltverordnung festgelegt. Gegenüber der zweiten Regulierungsperiode reduzieren sich diese für Neuanlagen von 9,05 auf 6,91 Prozent und für Altanlagen von 7,14 auf 5,12 Prozent (jeweils vor Steuern). Die Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze wird im Wesentlichen mit der anhaltenden Niedrigzinsphase begründet. In Anbetracht des vergleichsweise risikoarmen Netzbetriebs und der insbesondere auch das Mengenrisiko eliminierenden Erlösobergrenzenregulierung dürften die neu festgelegten Zinssätze weiterhin auskömmlich sein.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Kapitel 1

Das energiepolitische Puzzle

1. Seit dem Jahr 2007 kommt die Monopolkommission ihrem in § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verankerten Auftrag nach, alle zwei Jahre den Stand und die Entwicklung des Wettbewerbs in der Energiewirtschaft in Deutschland zu beurteilen. Das vorliegende Gutachten ist somit das sechste in dieser Reihe. Der Gesetzgeber hat den Auftrag an die Monopolkommission zur wettbewerbspolitischen Analyse des Energiesektors breit gefasst. Gemäß § 62 EnWG beurteilt die Monopolkommission regelmäßig, ob auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland funktionsfähiger Wettbewerb besteht. Ferner würdigt sie die Anwendung der Vorschriften dieses Gesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht und nimmt auch zu sonstigen aktuellen wettbewerbspolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung.

2. Unter Zugrundelegung der Erkenntnisse der bisherigen Sondergutachten lassen sich vor allem die enormen Veränderungen hervorheben, welche die Entwicklung im Energiesektor kennzeichnet. Diese wurde durch die Energiewende noch beschleunigt. Der Umfang der hier stattfindenden Prozesse wird mit Blick auf zahlreiche Debatten, Gutachten, Evaluationsberichte, Verordnungen und Gesetze deutlich. Vor diesem Hintergrund hat sich die Situation im Jahr 2017 gegenüber der des Jahres 2007 auch in Bezug auf die wettbewerbspolitischen Fragestellungen gewandelt. Stand zu Beginn dieses Zeitraums noch die Errichtung eines wettbewerbskonformen und diskriminierungsfreien Zugangs- und Entgeltsystems auf den verschiedenen Ebenen der Energieversorgung im Mittelpunkt der politischen Bemühungen, wurden in dieser Frage mittlerweile erhebliche Fortschritte erzielt. Dagegen werden die energiepolitischen Diskussionen heute thematisch vor allem von Defiziten und unerwünschten Ergebnissen der geschaffenen Marktordnung sowie neu hinzugekommenen politischen Zielen dominiert. Dabei besteht die Gefahr, dass Anpassungen des rechtlichen Rahmens in einem Bereich unerwünschte Wirkungen in einem anderen Bereich hervorrufen und dort ebenfalls Änderungen erfordern. Eine zentrale Herausforderung besteht somit darin, die vielfältigen Teile des energiepolitischen Puzzles zu einer konsistenten und widerspruchsfreien Marktordnung zusammenzusetzen.

3. Ein Beispiel für die hierbei entstehenden Konflikte ist die 2009 eingeführte Anreizregulierung der Strom- und Gasnetze. Die ökonomische Grundidee dieser Regulierungsform war es, den Netzbetreibern ein festes Budget zur Verfügung zu stellen, mit dem sie eigenverantwortlich und unter Effizienzanreizen ihre Ausgaben finanzieren sollten. Aus dem Budget leitete sich der Netzzugangspreis ab, der – analog zu anderen wettbewerblichen Märkten – im Fall von zu hohen Kosten eines Netzbetreibers zu geringen oder gar negativen Renditen, im Fall hoher Effizienz hingegen zu zusätzlichen Gewinnen führte. Im Zuge der Energiewende und eines plötzlich enorm gewachsenen Ausbaus der erneuerbaren Energien änderten sich jedoch auch die politischen Ziele in Bezug auf die Regulierung. Nachdem – verbunden mit der neuen Erzeugungsstruktur – ein erheblicher Netzausbaubedarf erkennbar wurde, hat sich der Gesetzgeber durch die Einführung grundlegend veränderter Instrumente von der ursprünglichen Idee der Anreizregulierung in zentralen Bereichen verabschiedet.

4. Ersichtlich ist auch, dass sich der Gesetzgeber schwer tut, marktferne Instrumente durch einen zielsicherer an den Anforderungen von Markt und Wettbewerb ausgerichteten Ordnungsrahmen zu ersetzen. So hat sich die Politik zwar kürzlich der Ausgestaltung der Netzentgelte angenommen; mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz wurde vor der politischen Sommerpause die Möglichkeit einer Angleichung der Übertragungsnetzentgelte geschaffen. Allerdings hat sich die Politik mit der Problematik im Wesentlichen in Bezug auf Verteilungs- und Gerechtigkeitsfragen befasst. Netzentgelte besitzen jedoch zudem eine ökonomische Steuerungswirkung für Anbieter und Nachfrager. Sie sollen anzeigen, wo neue Erzeugungsanlagen gebaut oder Strom konsumiert werden sollte. Auch die Monopolkommission hat sich mit dieser Frage schon mehrmals in ihren Gutachten nach § 62 EnWG beschäftigt und dabei Empfehlungen für ein ökonomisch plausibles Steuerungssystem mit regionalen Preiskomponenten für Energieerzeuger gemacht. Zwar hat der Gesetzgeber im Zuge der Veränderungen der Erneuerbare-Energien-Förderung auch mehrmals neue Mechanismen der Steuerung des Zubaus von Energieerzeugern ergänzt. Ein solcher Mechanismus ist das sog. Referenzertragsmodell, nach dem Anlagen, die weniger Strom in das Netz

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

einspeisen, mit einer höheren Förderung bedacht werden. Weil dieses Modell allerdings keine an ökonomischen Anforderungen ausgerichtete Wirkung besaß, wurde es zunächst um einen sog. Ausbaukorridor und später zusätzlich um eine sog. Verteilernetzkomponente ergänzt. Die Verteilernetzkomponente wurde allerdings ausschließlich in die – auf Druck der Europäischen Kommission eingeführten – "technologieneutralen" Ausschreibungen aufgenommen, sodass heute weniger denn je ein einheitliches und marktorientiertes System der Zubausteuerung besteht. Die Konsequenz ist, dass mehr Energie durch Deutschland transportiert werden muss, als es erforderlich wäre, was neue Probleme des Netzausbaus nach sich zieht.

5. Eine ähnliche Diffusion von Zielen und Regelungen lässt sich auch in vielen weiteren zentralen Bereichen der Energiepolitik beobachten. So bleibt die deutsche Erneuerbare-Energien-Förderung aufgrund des So ist die deutsche Erneuerbare-Energien-Förderung nicht an das EU-Emissionshandelssystem rückgekoppelt, sodass sie nach wie vor klimapolitisch weitgehend wirkungslos bleibt. Bei der Ausschreibung von Konzessionen für den Betrieb von Energieverteilernetzen ist die wettbewerbsökonomische Zielsetzung dieses komplexen Regulierungsbereiches auch nach einer Anfang 2017 in Kraft getretenen Reform der Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz unklar. Schließlich wurde in Zusammenhang mit der Funktion des Stromgroßhandelsmarktes sowie in Vorbereitung des 2016 verabschiedeten Strommarktgesetzes zwar eine sorgfältige und umfassende Prüfung durchgeführt. Allerdings sind nun bei wesentlichen Details, wie der Umsetzung des Reservekonzeptes oder der Ausgestaltung der Leitlinien der Missbrauchsaufsicht, bedeutende Fragen noch nicht hinreichend geregelt worden.

6. Damit soll nicht der Eindruck erweckt werden, dass es in keinem Bereich des Energiesektors erhebliche Fortschritte gegeben hätte oder Probleme gelöst wurden. So ist etwa auf der Ebene des Strom- und Gasvertriebs ein intensiver Wettbewerb entstanden. Auch haben sich die Bedingungen des Wettbewerbs im Großhandel mit Strom und Gas durch eine zunehmend ausgereifte Zugangsregulierung, die Integration benachbarter Märkte und die auf impliziten Auktionen basierende Bewirtschaftung von Engpässen bedeutend verbessert.

7. Allerdings ist es an der Zeit, die zahlreichen Teile eines derartigen energiepolitischen Puzzles zu einem konsistenten Ganzen zu Formen. Bei der nur noch schwer überschaubaren Menge an Regulierungen, Zielen und Steuerungswirkungen ist diese Aufgabe nun anspruchsvoller denn je. Sie kann vor allem dann gelöst werden, wenn der Schwerpunkt der Energie- und Umweltpolitikpolitik in der anstehenden Legislaturperiode darauf gelegt wird, den rechtlichen Rahmen konsequent an ordnungspolitischen Prinzipien auszurichten. Dazu will die Monopolkommission mit diesem Gutachten einen Beitrag leisten, indem sie die angesprochenen, aber auch viele weitere Themenfelder auf Basis dieser Zielrichtung untersucht hat. Sie stellt nachfolgend ihre Analyse sowie Empfehlungen für die nächsten Schritte zu einem in diesem Sinne kohärenten System der Energieversorgung in Deutschland vor.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Kapitel 2

Stand und Probleme des Wettbewerbs im Energiegroßhandel

2.1 Zum Problem der Märkte und Preiszonen im europäischen Energiebinnenmarkt

8. Bereits seit mehr als zwei Jahrzehnten verfolgt die Europäische Union das Ziel der Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes. Dahinter steht die Idee, bestehende Handelsbarrieren auf den Märkten für Strom und Gas in den EU-Mitgliedstaaten abzubauen und diese sukzessive zu einem europaweiten Binnenmarkt zusammenzuführen. Ein zentrales praktisches Problem dieses Vorhabens liegt in der Beantwortung der Frage, wie das gemeinsame Marktdesign für den Energiebinnenmarkt im Endzustand aussehen sollte. Während man sich in Teilen bereits auf gemeinsame Regeln geeinigt hat, ist vor allem der anzustrebende räumliche Zuschnitt von Märkten und Preiszonen noch nicht abgeschlossen. Wie sich anhand eines Vergleichs mit den Kriterien für einen optimalen Zuschnitt von Preiszonen zeigen lässt, kann das bisher gewählte Vorgehen, vorrangig innerhalb der Mitgliedsstaaten einheitliche Preiszonen zu schaffen und im zweiten Schritt durch Netzausbau den grenzüberschreitenden Handel zu erweitern, auch zu Ineffizienzen führen.

9. Aus ökonomischer Sicht können die grundsätzlichen Ziele des Energiebinnenmarktprozesses mit den Effizienzvorteilen einer Marktintegration begründet werden, die auch bei Nicht-Energiegütern angestrebt wird. Im Energiegroßhandel lassen sich zahlreiche Märkte nach sachlichen, räumlichen und zeitlichen Kriterien differenzieren. Aus sachlicher und zeitlicher Sicht können hierunter eine Vielzahl von Spot-, Termin- und Sondermärkten für Gas und Strom (z. B. Regelleistungsmärkte) voneinander unterschieden werden. Aus räumlicher Sicht erstreckten sich Stromhandelsmärkte in Europa oftmals auf das Gebiet eines Mitgliedstaates, während im Gassektor häufiger auch noch kleinere Märkte vorzufinden waren. Durch traditionelle und regulatorische Unterschiede des Energiehandels in den Mitgliedstaaten konnten zudem die Handelsbedingungen und die gehandelten Produkte voneinander abweichen. Dies hatte zur Folge, dass in einem Gebiet wie Europa eine Vielzahl eher kleiner Märkte für Strom und Gas vorlagen. Durch die Zersplitterung in kleine und gegebenenfalls wettbewerbsarme Märkte können sich jedoch aus ökonomischer Sicht Ineffizienzen einstellen, die durch die Marktintegration abgebaut werden sollten.

10. In der Europäischen Union wurden mittels mehrerer Richtlinienpakete seit 1996 erhebliche Anstrengungen unternommen, um in Europa zu einer Integration der Märkte für Gas und Strom zu gelangen.[1] Im Rahmen des Energiebinnenmarktprojektes lassen sich grob zwei parallele Strategien der Gemeinschaft zur Erreichung des Binnenmarkziels unterscheiden. Die eine Strategie betrifft die Angleichung der Handelsbedingungen insbesondere in Bezug auf den Netzzugang. Eine wichtige Rolle spielen dabei die sog. Netzkodizes. Netzkodizes stellen verbindliche harmonisierte Rahmenbedingungen für den konkreten und transparenten Zugang zu grenzüberschreitenden Netzen dar. Sie stehen somit für ein gemeinsames Marktdesign und gelten als ein Kernelement des Energiebinnenmarktprogramms.[2] Der andere Teil der Strategie betrifft die Zusammenführung der Handelsmärkte in räumlicher Hinsicht. Dabei geht es um die Verknüpfung bestehender Energiemärkte, entweder durch vollständige Zusammenlegung (gegebenenfalls in Verbindung mit Netzausbau) oder durch möglichst hohe Integration z. B. durch eine effiziente Bewirtschaftung von Netzübergangskapazitäten.

---

1 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Baden-Baden 2012, Tz. 35 ff.

2 Gemäß Artikel 8 Abs. 6 VO (EG) 714/2009 erstrecken sich Netzkodizes im Stromsektor auf folgende Bereiche: a) Regeln für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit einschließlich der Regeln für technische Übertragungsreservekapazitäten zur Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit; b) Regeln für den Netzanschluss; c) Regeln für den Netzzugang Dritter; d) Regeln für den Datenaustausch und die Abrechnung; e) Regeln für die Interoperabilität; f) operative Verfahren bei Notfällen; g) Regeln für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement; h) Regeln für den Handel in Bezug auf die technische und operative Bereitstellung der Netzzugangsdienste und den Austausch von Ausgleichsenergie zwischen Netzen; i) Transparenzregeln; j) Regeln für den Austausch von Ausgleichsenergie, einschließlich netzbezogener Regeln für die Reserveleistung; k) Regeln für harmonisierte Übertragungsentgeltstrukturen, die ortsabhängige Preissignale einbeziehen, und Regeln für den Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern; l) Energieeffizienz bei Stromnetzen.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

11. Die beschriebenen Integrationsmöglichkeiten lassen jedoch verschiedene Grade der Harmonisierung bzw. Homogenisierung zu. Ein Kernproblem des Binnenmarktprozesses liegt deshalb in der Frage, welcher anzustrebende Grad der Integration von Energiemärkten in der Europäischen Union erreicht werden soll. Dies führt auch zu der Frage des aus ökonomischer Sicht theoretisch-optimalen Marktdesigns. Das hinter einer Antwort stehende Optimierungsproblem wird besonders am Beispiel der Abgrenzung von einheitlichen Preiszonen innerhalb der Europäischen Union deutlich. Preiszonen stellen in der Regel ein zusammenhängendes Gebiet dar, in dem ein einheitlicher Handelspreis für Strom- oder Gaslieferungen (bzw. für darauf basierende Derivate und Terminkontrakte) aufgerufen wird. Eng mit Preiszonen in Verbindung steht auch der vor allem im Gassektor genutzte Begriff des Marktgebietes, der einen Zusammenschluss von Fernleitungsnetzbetreibern definiert. Neben einem einheitlichen Handelspreis ist in einem Marktgebiet der Transport von Gas im Rahmen lediglich einer Einspeise- (Entry) und einer Ausspeise-Buchung (Exit) möglich. Derzeit existieren im Gebiet der Europäischen Union eine Reihe von Preiszonen und Gasmarktgebiete. Vor allem im Stromsektor erstrecken sich Preiszonen häufig auf das Gebiet der Mitgliedstaaten. Hinter dem Konzept der Preiszonen bzw. der Marktgebiete steht die Idee, dass alle Stromerzeuger bzw. Gaslieferanten unabhängig von der räumlichen Position ihrer Kapazitäten innerhalb des Marktes miteinander in einem Wettbewerbsverhältnis stehen sollen. Die Transportdistanz der gehandelten Energie und die damit einhergehenden Transportkosten innerhalb des Energienetzes spielen innerhalb einer Preiszone keine Rolle.[3] Um diese Bedingungen zu schaffen, besteht eine wesentliche Voraussetzung darin, dass innerhalb eines als Preiszone abgegrenzten Gebietes keine physischen Engpässe vorliegen bzw. vorhandene Engpässe durch Ex-post-Eingriffe in das Handelsergebnis auf Ebene der Netzbetreiber ausgeglichen werden.[4]

12. Vor dem Hintergrund dieser Voraussetzungen kommt es zu einem typischen Trade-Off beim Zuschnitt idealer Preiszonen auf Basis von Energieversorgungsnetzen: Je leistungsstärker ein Energienetz gebaut wird, desto größer ist auch die mögliche Preiszone und desto mehr Wettbewerb und liquider Handel sind möglich. Allerdings steigen mit der benötigten Leistungsfähigkeit und Ausdehnung des Energieversorgungsnetzes auch die Netzkosten. Es ist daher vor allem dort sinnvoll, ein Netz engpassfrei auszubauen, wo die Vorteile der Versorgung eines Gebietes von bestimmten Standorten die gleichzeitig mit dem Transport der Energie induzierten Netzbedarfskosten überwiegen.[5]

13. In einem bestehenden Netz kann es zur korrekten Berücksichtigung von Transportkosten und der entsprechenden Steuerung von Angebot und Nachfrage effizient sein, möglichst kleine Preiszonen einzurichten, um mögliche Engpässe effizient aufzulösen. Ein solches System mit vielen gebietsbezogenen (Knotenpunkt-)Preisen ist z. B. das Nodalpreissystem.[6] Die Wirkung eines solchen Systems kann an einem Beispiel für zwei Gebiete illustriert werden: Weisen beide Gebiete eigene Preiszonen aus, dann wird – wenn ein Engpass bei den Übertragungskapazitäten zwischen diesen beiden Gebieten vorliegt – in einem Gebiet der Preis für Energielieferungen isoliert ansteigen. Auf die Preissteigerung reagieren das örtliche Angebot (Investitions- und Produktions-/Einspeiseanreize) sowie die Nachfrage (sinkt aufgrund des steigenden Preises) in marktkonformer und effizienter Weise. Allerdings können eine geringe Liquidität, geringer Wettbewerb und verteilungspolitische Motive trotzdem für die Einrichtung gebietsübergreifender Preiszonen sprechen.

---

[3] Die Nichtberücksichtigung von Transportkosten kann als ein Spezifikum des Energiesektors betrachtet werden. Transportkosten lassen sich auf Energiemärkten nicht direkt vergleichbar mit anderen Märkten einpreisen, da die Verbraucher aufgrund der homogenen Gutseigenschaften von Strom und einzelnen Gasqualitäten nicht physisch die Energie des Lieferanten erhalten. Vielmehr wird durch Bilanzierungssysteme ein Gleichgewicht im Netz herbeigeführt; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Baden-Baden 2012, Tz. 177 ff., insbesondere 187 ff.

[4] Der Ausgleich durch den Netzbetreiber kann etwa auf der Basis von Redispatching-Maßnahmen (Strom) oder Lastflusszusagen (Gas) erfolgen, indem der Netzbetreiber einem Engpass gegenläufige Buchungen selbst beauftragt. So wird bei einer Redispatching-Maßnahme z. B. vor einem Engpass ein Kraftwerk heruntergefahren und hinter einem Engpass hochgefahren. Da solche Maßnahmen erst nach dem sich auf Basis des Handelsergebnis einstellenden Dispatch erfolgen, sind sie für den Handel nicht allokationswirksam.

[5] Unter den strukturellen Vorteilen sind im Stromsektor vor allem die Gestehungskosten von Bedeutung. Günstige Standorte besitzen z. B. Windkraftanlagen an windreichen Standorten wie der Küste, Braunkohlekraftwerke nahe einem Tagebau u. s. w.

[6] Vgl. Tz. 272 ff. in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

14. In der Europäischen Union werden in der Praxis oftmals zunächst auf Ebene der Mietgliedstaaten innerhalb des Staatsgebietes einheitliche Preiszonen angestrebt. Im Gassektor bestehen häufig auch innerhalb von Staaten unterschiedliche Marktgebiete. In Deutschland sind dies zurzeit noch die Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und Gaspool. Erkennbar stellen die Binnenmarktbemühungen der Europäischen Union diese nationale Homogenisierung der Märkte nicht direkt in Frage. Vielmehr zielen die Aktivitäten der Europäischen Kommission aufbauend auf der nationalen Homogenisierung darauf, ein Zusammenwachsen der nationalen Preiszonen zu einem europäischen Binnenmarkt zu forcieren. Zu diesem Zweck wurden im Stromsektor Integrationszonen aus den Märkten verschiedener Nationalstaaten gebildet, die durch ein gemeinsam abgestimmtes Management von Engpässen bei der Übertragungskapazität zwischen diesen Märkten aneinander gekoppelt wurden.[7] Auch grenzüberschreitende Netzausbauaktivitäten im Rahmen des Ten-Year Network Development Plan[8] zielen auf die bessere Integration von Energiemärkten. Zwar ist der Integrationsprozess vor allem im Stromsektor auf Basis dieser Vorgehensweise prinzipiell erfolgreich vorangeschritten. Allerdings kann es zu Ineffizienzen und teils zu gegenläufigen Anreizen kommen, wenn der ideale Zuschnitt von Preiszonen nicht mit den Grenzen der Mitgliedstaaten übereinstimmt.

15. Dass es mit der zunächst nationalstaatlichen Harmonisierung zu erheblichen Effizienzdefiziten kommen kann, wird anhand des Zuschnitts der für den deutschen Stromsektor relevanten Preiszone erkennbar. So besitzt Deutschland derzeit noch eine gemeinsame einheitliche Preiszone mit Österreich. Durch eine Änderung der Erzeugungsstandorte, wie sie z. B. in Deutschland durch die Energiewende systematisch erfolgt, kann es jedoch zu Engpässen und Ausbaubedarf innerhalb dieser Preiszone kommen. Innerhalb Deutschlands betrifft dies vor allem Stromtransporte in den Süden, denen kurzfristig mit Maßnahmen der Netzbetreiber (Redispatching) und langfristig mit innerdeutschem Netzausbau begegnet wird. In Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist die Stromgestehung in Deutschland zugleich aber auch günstiger als in Österreich, sodass innerhalb der Preiszone oftmals erhebliche Mengen deutschen Stroms nach Österreich verkauft werden.[9] Letzterer Effekt verstärkt einerseits die Engpässe innerhalb Deutschlands, weil gegebenenfalls Strom aus Norddeutschland auch zur Versorgung Österreichs nach Süden transportiert werden muss. Gleichzeitig sind auch die physischen Grenzübergangskapazitäten nach Österreich knapp, sodass die Netzbetreiber zwischen Deutschland und Österreich bei einer Überlastung mit Redispatching reagieren müssen.

16. In Anlehnung an das zu beobachtende Vorgehen bei der Konzeption des Binnenmarktes, zunächst innerstaatliche Preiszonen aufrechtzuerhalten, wird auch das hier dargestellte Problem so angegangen, dass zunächst die Engpässe innerhalb Deutschlands durch Netzausbau abgebaut werden, während die einheitliche Preiszone zwischen Deutschland und Österreich voraussichtlich ab Herbst 2018 aufgespalten wird.[10] Ein alternativer und unter Effizienzgesichtspunkten möglicherweise geeigneterer Neuzuschnitt der Preiszonen zur Lösung des Engpassproblems hätte darin bestanden, die Deutsch-Österreichische-Preiszone innerhalb Deutschlands aufzuteilen. Verschiedene Argumente sprechen dafür, dass diese Aufteilung der Preiszonen die bestehenden Engpässe besser abgebildet hätte. Die nun vorgenommene Aufteilung an der deutsch-österreichischen Grenze hat derweil zur Folge, dass der Ausbau der Übertragungskapazitäten an den deutschen Südgrenzen, etwa auch zu Österreich, stets dazu führen kann, dass durch den zunehmenden Handel mit Südeuropa zusätzlicher deutscher Strom aus Norddeutschland nach Süden transportiert werden muss und dadurch innerdeutsch neue Engpässe entstehen.

17. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass durch das erkennbar prioritär nationale Vorgehen beim Zuschnitt der Preiszonen im europäischen Binnenmarkt erhebliche Ineffizienzen hingenommen werden müssen. Sie

---

7 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Baden-Baden 2015, Tz. 23 ff., insbesondere Tz. 28.

8 Vgl. ebenda, Tz. 24.

9 2015 (2014) betrugen die grenzüberschreitenden Handelsmengen (Verbundaustauschfahrpläne) für den Verkauf von in Deutschland produziertem Strom nach Österreich/in Österreich produziertem Strom nach Deutschland 28,9 TWh/0,2 TWh (21,9 TWh/0,5 TWh). Mit Österreich findet damit im Vergleich aller Nachbarstaaten Deutschlands der umfangreichste grenzüberschreitende Handel statt; vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, November 2016, S. 145.

10 Vgl. ausführlicher Tz. 22 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

setzt jedoch für ihre weitere Untersuchung voraus, dass nationale Preiszonen im Stromsektor vorhanden sind. Vor diesem Hintergrund ist allerdings umso mehr die Dringlichkeit zu betonen, zur Reduzierung der Probleme innerhalb Deutschlands eine marktbasierte räumliche Steuerung des Zubaus von Erzeugungskapazität vorzunehmen, wie sie in Abschnitt 3.3 dieses Gutachtens vorgeschlagen wird. Zur Evaluation der Entwicklung des Marktintegrationsprozesses nimmt die Monopolkommission nachfolgend in Abschnitt 2.1.1 dieses Gutachtens für den Stromsektor erneut eine empirische Analyse der Preisdifferenzen zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten vor. Im Gassektor untersucht sie in Abschnitt 2.1.2 dieses Gutachtens das zuletzt entwickelte Konzept der Europäischen Kommission zur weiteren Integration von bestehenden Gasmarktgebieten. Diskutiert wird vor diesem Hintergrund auch die Zusammenlegung der beiden deutschen Gasmarktgebiete von NCG und Gaspool.

2.1.1 Stromgroßhandel: Preisdifferenzanalyse zur Evaluation der Binnenmarktintegration Deutschlands

18. Zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom sollen, neben anderen Maßnahmen, vor allem auch der grenzübergreifende Netzausbau und die Integration von Großhandelsmarkt- und Regulierungsprozessen intensiviert werden.[11] Konkrete Ziele sind hierbei zum Beispiel das Erreichen von Grenzkuppelkapazitäten der Mitgliedsstaaten in einer Größenordnung von mindestens 10 Prozent der jeweils installierten Gesamtkapazität bis 2020 und von mindestens 15 Prozent bis 2030. Im Rahmen einer immer stärkeren Integration der Großhandelsmärkte sind mittlerweile die meisten europäischen Preiszonen über einen Mechanismus zur Engpassbewirtschaftung miteinander verbunden, welcher dabei hilft die verfügbaren Übertragungskapazitäten effizienter zu nutzen und in der Folge Wohlfahrtsverluste durch Netzengpässe zu verringern.[12] Zuletzt wurde im Juli 2016 die Grenze zwischen Österreich und Slowenien in diese Marktkopplung integriert.

19. Der fortschreitenden Binnenmarktintegration zum Trotz haben sich die mittleren verfügbaren Übertragungskapazitäten an deutschen Grenzen zuletzt rückläufig entwickelt. Nachdem die mittlere verfügbare Übertragungskapazität von 2013 auf 2014 um 0,3 Prozent angestiegen war, verringerte sie sich von 2014 auf 2015 absolut um 7,3 Prozent.[13] Das im Jahr 2015 tatsächlich grenzübergreifend gehandelte Volumen ist gegenüber dem Vorjahr jedoch um 1,3 Prozent angestiegen.[14] In ihrem gemeinsamen Monitoringbericht nennen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt als Gründe für die gesunkene verfügbare Übertragungskapazität der Grenzkuppelstellen technische Ausfälle und Wartungsarbeiten, aber auch temporäre Ausfälle aufgrund von Baumaßnahmen im Rahmen des Zubaus neuer Verbindungen.[15]

20. Neben den Vorteilen aus der Erzielung produktiver Effizienzen ist eine Binnenmarktintegration des Stromgroßhandels vor allem aus wettbewerbsökonomischen Erwägungen zu begrüßen. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass ein Abbau von Handelshemmnissen für Strom zu einer Einschränkung des Missbrauchsspielraums von Anbietern desselben und somit gleichfalls zu einer Einschränkung des Missbrauchspotenzials einer marktmächtigen Stellung innerhalb einer Preiszone führt. Aus wettbewerbsökonomischer Perspektive ist vor allem aber auch die Frage nach dem Stand der Integration europäischer Handelspunkte von Interesse, da hiervon die Definition des geografisch relevanten Marktes und die Beurteilung der Marktmacht einzelner Anbieter abhängt. Die Monopolkommission hat daher in den vergangenen Sondergutachten regelmäßig umfassende Analysen zur Entwicklung der Integration des deutschen Stromgroßhandelsmarktes durchgeführt und führt diese im aktuellen Sondergutachten fort.

---

[11] Vgl. Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank. Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, Brüssel, den 25.2.2015, COM(2015), 80 final.

[12] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 27 ff.

[13] Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O., S. 21.

[14] Vgl. ebenda.

[15] Vgl. ebenda, S. 141.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

21. Für die empirische Untersuchung der Integration des deutschen Stromgroßhandels wird die Preiskonvergenz auf vortägigen Spotmärkten zwischen Deutschland und seinen wichtigsten Anrainerstaaten analysiert. Die Analysen des Zeitraums 2009 bis 2014 der vergangenen Sondergutachten werden ergänzt um die Jahre 2015 und 2016.[16] Preiskonvergenz gilt als geeigneter Indikator zur Messung des Abbaus von Handelshemmnissen: Da Strom ein homogenes Gut ohne Substitutionsmöglichkeiten darstellt, dessen Transportkosten bei vorhandener Übertragungskapazität vergleichsweise gering ausfallen, ist davon auszugehen, dass sich die Strompreise unterschiedlicher Handelsplätze in einem gemeinsamen Markt ohne Übertragungsengpässe angleichen. In umgekehrter Weise gilt Preisdivergenz zwischen Preiszonen als Indiz für Kuppelkapazitätsbeschränkungen und getrennte Märkte.

22. Deutschland bildet zusammen mit Österreich im Strommarkt eine gemeinsame Preiszone in welcher Handelsbeschränkungen in Form von Netzengpässen für die Preisbildung keine Rolle spielen. Allerdings hatte die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) bereits im September 2015 die Trennung der deutsch-österreichischen Preiszone empfohlen, da die Handelsvolumina an dieser Netzgrenze überproportional zum Netzausbau steigen würden und hierdurch die Netzstabilität anderer Länder gefährdet würde. Derzeit werden die Voraussetzungen dafür geschaffen, um an der deutsch-österreichischen Grenze den grenzübergreifenden Handel stärker an die hier verfügbaren Übertragungskapazitäten zu binden und somit auftretende Engpässe zu bewirtschaften.[17] Dies wird vor allem in Zeiten überproportionaler Stromexporte aus Deutschland für notwendig erachtet.[18] Eine Einführung des Engpassmanagements ist für Herbst 2018 geplant und führt ab diesem Zeitpunkt zu einer Aufspaltung der deutsch-österreichischen Preiszone. Aus kartellrechtlicher Perspektive gilt die deutsch-österreichische Preiszone bisher jedoch noch als gemeinsamer Markt, zumal für die nachfolgende Preisanalyse Informationen für den Zeitraum 2015/2016 verwendet wurden.[19]

23. Die deutsch-österreichische Gebotszone ist im Rahmen der europäischen Marktkopplung direkt mit weiteren Staaten Zentralwesteuropas (CWE), Nordeuropas sowie Großbritannien verbunden. Als wichtigste Stromhandelspartner Deutschlands wurden Frankreich, die Niederlande und Belgien in der Untersuchung zu Preiskonvergenzen berücksichtigt. Einzig zu belgischen Netzen steht derzeit noch keine direkte Übertragungskapazität mit Deutschland zur Verfügung. Eine Verbindung von etwa 1000 MW ist jedoch für 2020 geplant. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu Frankreich und den Niederlanden betrug im Jahr 2015 etwa 2000 MW.[20] Weiterhin wurden Spotmarktpreise der skandinavischen Gebotszonen Dänemark West und Dänemark Ost sowie, aufgrund der nicht unerheblichen Handelsbeziehungen mit Deutschland, der vierten Gebotszone Schwedens (Malmö) ausgewertet. An der deutschen Grenze zu Dänemark hat die verfügbare Übertragungskapazität – aufgrund zunehmender Windenergieeinspeisungen in beiden Ländern und unzureichender Netzkapazität auf deutscher Seite – über die letzten Jahre kontinuierlich abgenommen. Zusätzlich wird das Ausmaß der Preisgleichheit Deutschlands mit der Schweiz betrachtet, zu welcher Grenzkuppelkapazitäten zur Verfügung stehen. Allerdings ist die Schweiz nicht Teil der europäischen Marktkopplung und nimmt im Pentalateralen Energieforum zur Vertiefung der Zusammenarbeit im gemeinsamen Strommarkt der CWE-Region lediglich eine Beobachterrolle ein. Daher dienen die Preisunterschiede zur Schweiz in der nachfolgenden Analyse lediglich als Vergleichsgröße für nicht-gekoppelte Märkte.

24. Bei den ausgewerteten Preisen handelt es sich um Auktionsergebnisse auf vortägigen Spotmärkten der jeweiligen Stromhandelsbörsen auf Stundenbasis (in Euro pro Megawattstunde).[21] Als Kriterium für eine bestehende

---

16 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 33 ff; Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 52 ff.

17 Vgl. BNetzA, Bundesnetzagentur fordert Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze, Pressemitteilung vom 28. Oktober 2016.

18 Auch an den Grenzen zu Polen und Tschechien wurden mittlerweile Phasenschieber-Transformatoren in Betrieb genommen, welche die polnischen und tschechischen Netze vor unkontrollierten Handelsflüssen aus Deutschland schützen sollen.

19 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Baden-Baden 2009, Tz. 76; BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, Januar 2011, S. 78 f.

20 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O, S. 141.

21 Daten für Frankreich und die Schweiz wurden direkt von der europäischen Stromhandelsbörse EPEX Spot bezogen, Daten für Deutschland, die Niederlande und Belgien vom Brancheninformationsportal Energate und Spotpreise für Dänemark und Schwe-

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Preisgleichheit zwischen zwei Gebotszonen wurde eine maximale Abweichung der Preise in derselben Stunde von 0,01 EUR/MWh festgelegt. Diese Definition von Preisgleichheit ist sehr restriktiv und birgt das Potenzial eine fortschreitende Marktintegration zu unterschätzen. Das liegt daran, dass es auch in vollintegrierten Strommärkten zu Preisabweichungen kommen kann, beispielsweise durch unterschiedliche Handelszeiten an den jeweiligen Strombörsen. In welcher Höhe Preisabweichungen auch in vollintegrierten Märkten auftreten können, lässt sich allerdings nur vermuten. Ergänzend wird daher das Kriterium der ACER für „full price convergence" berücksichtigt, welche dann vorliegt, wenn die Preisabweichung unter 1 EUR/MWh liegt.[22]

Tabelle 2.1: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland in Prozent der Jahresstunden

	Gesamt	off-peak	peak	Gesamt	off-peak	peak
Preisgleichheitskriterium: Abweichung ≤ 0,01 Euro/MWh gegenüber Deutschland						
Belgien	19,67	20,45	18,90	36,40	40,99	31,81
Frankreich	27,44	27,81	27,08	36,24	40,23	32,26
Niederlande	27,68	29,32	26,04	43,67	49,81	37,54
Dänemark-West	20,27	17,12	23,42	36,88	41,96	31,81
Dänemark-Ost	20,07	14,49	25,64	26,86	30,98	22,75
Schweden (Malmö)	10,66	8,27	13,04	19,20	22,69	15,71
Schweiz	0,22	0,23	0,21	0,47	0,64	0,30
Preisgleichheitskriterium: Abweichung < 1,00 Euro/MWh gegenüber Deutschland						
Belgien	22,25	23,54	20,96	43,55	48,91	38,19
Frankreich	32,94	33,52	32,35	43,54	47,36	39,73
Niederlande	33,22	35,50	30,94	57,31	64,79	49,83
Dänemark-West	25,42	22,19	28,65	49,57	57,08	42,05
Dänemark-Ost	27,41	21,57	33,24	46,62	53,35	39,89
Schweden (Malmö)	18,41	15,15	21,67	40,62	46,81	34,43
Schweiz	13,34	13,32	13,36	20,09	22,21	17,96

Anmerkungen: Peak-Stunden sind gemäß EPEX Spot definiert als Zeitraum von 8 bis 21 Uhr

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energate und Nord Pool Spot

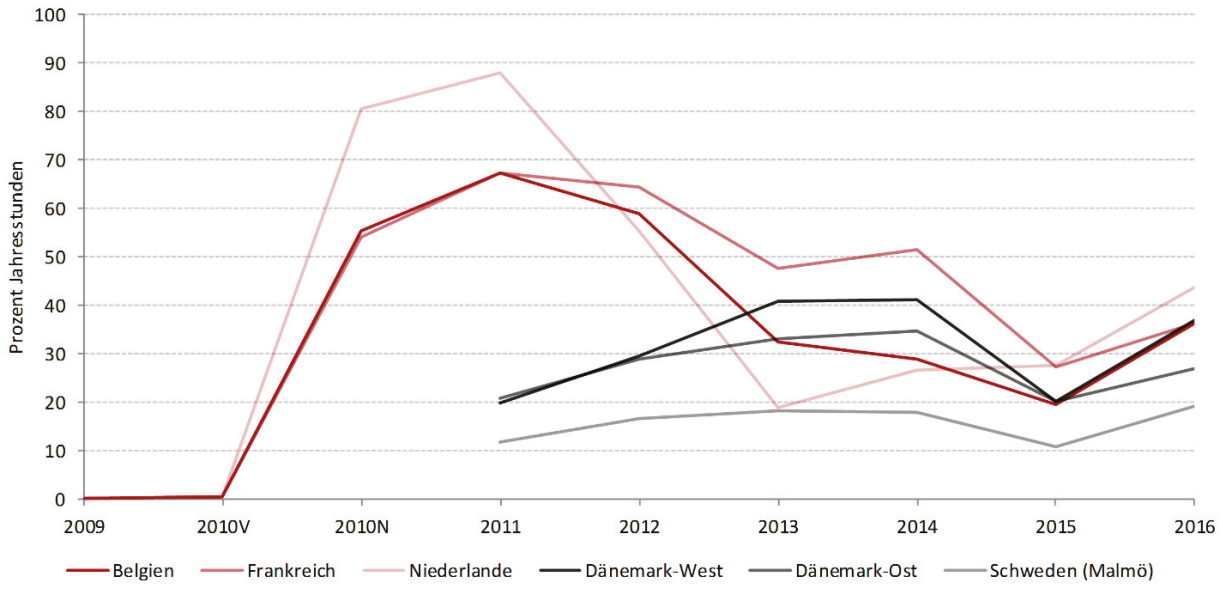
den von der Strombörse der nordischen Länder Nord Pool Spot. Es wurden jeweils alle Jahresstunden mit verfügbaren Preisinformationen berücksichtigt.

[22] Vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015, September 2016.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

25. Tabelle 2.1 zeigt den Anteil der Jahresstunden mit Preisgleichheit in Prozent. Zu erkennen sind unterschiedliche Anteile der Preisgleichheit mit einer Abweichung von höchstens 0,01 Euro/MWh nach Ländern, selbst innerhalb der CWE-Region. Diese Unterschiede haben sich jedoch im Vergleich zu den Jahren 2013 und 2014 deutlich verringert. Zum Beispiel herrschte mit Frankreich im Jahre 2013 in 48 Prozent der Stunden Preisgleichheit und in nur 19 Prozent mit den Niederlanden. Dieser Unterschied beträgt 29 Prozentpunkte. In 2015 und 2016 betrugen die größten Unterschiede innerhalb der CWE-Länder nur noch 8 Prozentpunkte. Allerdings zeigt Abbildung 2.2, dass sich die Stunden der Preisgleichheit fast aller betrachteten Länder in 2015 im Vergleich zum Vorjahr deutlich verringert haben. Der Anteil preisgleicher Stunden mit Frankreich ist in 2015 sogar um 56 Prozent gesunken. Allein die Preisgleichheit mit den Niederlanden hat sich auch in 2015 positiv entwickelt. In 2016 hat sich die Preisgleichheit mit allen betrachteten Gebotszonen wieder positiv entwickelt. Allerdings überstieg das Niveau der Preisgleichheit lediglich für die Länder Belgien, Niederlande und Schweden in 2016 jenes in 2014. Betrachtet man die Preisgleichheit Deutschlands mit Nachbarstaaten in Tabelle 2.1 nach Peak-Zeiten, so fällt auf, dass in beiden Jahren innerhalb der CWE-Region ein höherer Grad an Preisgleichheit in Off-Peak-Zeiten herrscht. Für die skandinavischen Länder trifft dies lediglich im Jahr 2016 zu. In den beiden Jahren zuvor herrschte innerhalb der CWE-Region noch mehr Preisgleichheit während Peak-Zeiten. Nahezu keine Preisgleichheit besteht zwischen Deutschland und der Schweiz, was den Unterschied zwischen gekoppelten und nicht-gekoppelten Regionen veranschaulicht.

Abbildung 2.1: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland 2009-2014



Anmerkungen: Werte für das Jahr 2010 wurden für den Zeitraum vor Einführung des "Market Coupling" am 9. November 2010 (V) und nach Einführung (N) getrennt berechnet; Daten für Dänemark und Schweden sind erst ab 2011 verfügbar. Da Schweden erst seit 1. November 2011 in vier Gebotszonen unterteilt ist, beziehen sich die ausgewiesenen Werte für 2011 lediglich auf November und Dezember des Jahres 2011

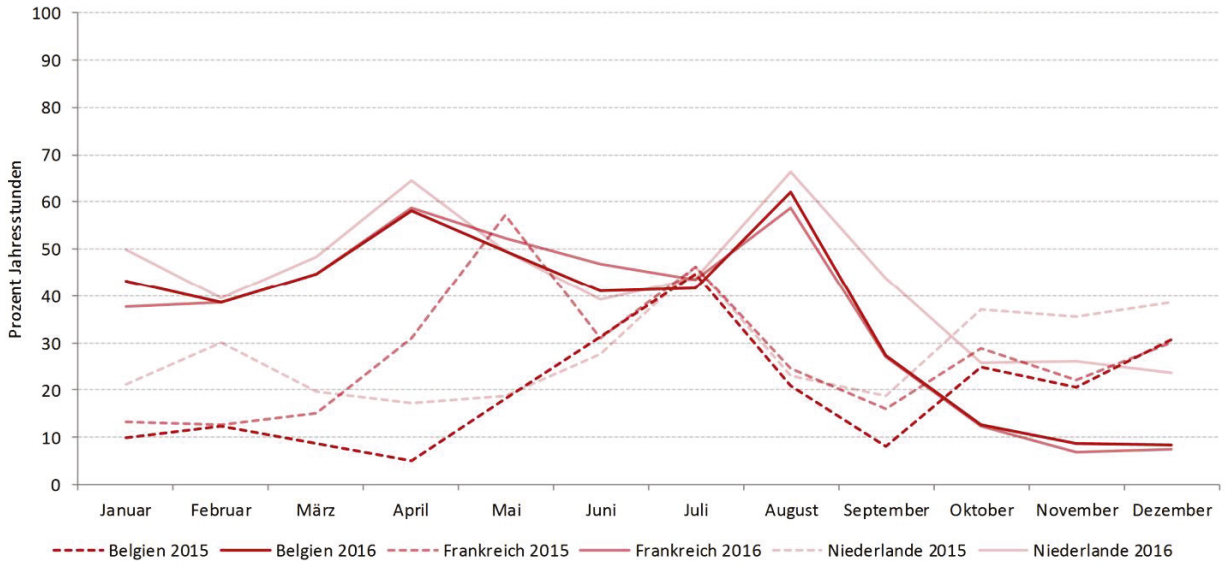
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energate und Nord Pool Spot

26. In Tabelle 2.1 sind ebenfalls Ergebnisse für ein weniger restriktives Preisgleichheitskriterium ausgewiesen, welches eine Abweichung von bis zu 0,99 Euro/MWh zulässt. Wie zu erwarten, liegen die Anteile preisgleicher Stunden nach dieser Definition teilweise weit höher. Im Durchschnitt herrschte 2016 in etwa 46 Prozent der Jahresstunden demnach Preisgleichheit zwischen Deutschland und sowohl den skandinavischen als auch den CWE-Nachbarn. In 2015 lag dieser Anteil auch hier mit 26 Prozent ebenfalls deutlich darunter, allerdings lässt sich hier über den Zeitraum 2013 bis 2016 insgesamt ein Anstieg von 39 Prozent auf 46 Prozent beobachten, der auf eine insgesamt steigende Preiskonvergenz der betrachteten Preiszonen hindeutet. Die ACER findet in einer Preiskonvergenzanalyse der gesamten CWE-Region zwar keinen deutlichen Anstieg der Preiskonvergenz in 2015, aber auch

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

keinen Rückgang.[23] Dies deutet weiterhin darauf hin, dass hauptsächlich die deutsche Binnenmarktintegration in 2015 einen Dämpfer erfahren hat.

Abbildung 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland nach Monaten



Anmerkungen: Preisgleichheit gilt, wenn |Preisdifferenz| ≤ 0,01 EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot und Energate

27. Stromangebot und -nachfrage unterliegen i. d. R. saisonalen Schwankungen. In den betrachteten Ländern ist beispielsweise in den Wintermonaten witterungsbedingt eine höhere Nachfrage zu erwarten als in den Sommermonaten. Angebotsseitig können unter anderem Einspeisungen aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen für saisonale Volatilität sorgen. Abbildung 2.2 illustriert die Stunden der Preisgleichheit von CWE-Ländern mit Deutschland nach Monaten und zeigt, dass insbesondere im Jahr 2016 ein symmetrisches saisonales Muster zu erkennen ist, nach welchem Preisgleichheit in den nachfrageschwächeren Sommermonaten weit öfter auftritt. Gründe für die Preisdifferenzen in den kälteren Jahreszeiten können unter anderem ein unterschiedliche Einspeisungen aus dargebotsabhängiger Erzeugung und ausgelastete Übertragungskapazitäten sein.

28. Übertragungsengpässe an Grenzkuppelstellen treten vorzugsweise zu Höchstlastzeiten auf. Da derartige Übertragungsengpässe einer Binnenmarktintegration entgegenstehen sind diese auch aus wettbewerblicher Perspektive von besonderem Interesse. Tabelle 2.2 zeigt die Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland zu Höchstlastzeiten.[24] Generell liegt die Anzahl gemeinsamer Höchstlaststunden deutlich über der Anzahl separater Höchstlaststunden, nur für Frankreich ist im Jahr 2015 der umgekehrte Fall zu beobachten. Der Anteil von Stunden mit Preisgleichheit liegt zumeist in separaten Höchstlastzeiten höher als in gemeinsamen, was dafür spricht, dass Übertragungsbeschränkungen in gemeinsamen Höchstlaststunden eher zum Tragen kommen. Lediglich mit den Niederlanden war die Preisgleichheit in separaten Höchstlaststunden im Jahr 2016 niedriger.

29. Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Analyse von Preisdifferenz und -konvergenz, dass keine bemerkenswerten Fortschritte auf dem Weg zu einer europäischen Binnenmarktintegration des deutschen Stromgroßhandels erreicht wurden. Gerade auch vor dem Hintergrund der Einführung des Flow-Based Market Coupling im Jahr 2014 wären größere Fortschritte im Bereich des europäischen Engpassmanagements und somit der Preiskonvergenz zu erwarten gewesen. Zudem scheint sich die Binnenmarktintegration Deutschlands – zumindest zeitwei-

---

[23] Vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015, September 2016.

[24] Höchstlaststunden sind definiert als die höchsten 10 Prozent Laststunden eines jeweiligen Jahres. Lastdaten für die jeweiligen Netze wurden vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf Stundenbasis bezogen.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

se – rückläufig zu entwickeln. Ein wesentlicher Grund hierfür ist vermutlich die teilweise schwer kontrollierbare Einspeisung in deutsche Netze durch erneuerbare Energieträger, welche mancherorts eine Begrenzung der Übertragungskapazität notwendig macht.[25] Zudem deuten weiterhin erhebliche Preisdifferenzen zwischen dem deutsch-österreichischen und angrenzenden Großhandelsmärkten auf Übertragungsengpässe und das Vorhandensein strategischer Handlungsspielräume für potenziell marktmächtige Stromanbieter hin. Die Monopolkommission spricht sich daher weiterhin dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst einen auf Deutschland und Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabsatz von Strom abzugrenzen. Inwiefern sich die bevorstehenden Lastflussbeschränkungen zwischen deutschen und österreichischen Netzen auf diese Marktdefinition auswirken werden, bleibt abzuwarten.

Tabelle 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland zu Höchstlastzeiten

	Belgien		Frankreich		Niederlande	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Anzahl gemeinsamer Höchstlaststunden	488	603	373	435	590	529
Preisgleichheit während gemeinsamer Höchstlaststunden (in %)	18,49	20,42	12,33	21,84	42,61	20,04
Anzahl separater Höchstlaststunden	390	277	504	444	287	351
Preisgleichheit während separater Höchstlaststunden (in %)	27,18	37,78	14,29	22,30	47,39	17,52

Anmerkungen: Höchstlast ist definiert als 10 Prozent der höchsten Laststunden des jeweiligen Jahres. Preisgleichheit gilt, wenn |Preisdifferenz| ≤ 0,01 EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energate und ENTSO-E

[25] Vgl. hierzu Abschnitt 2.1 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Tabelle 2.3: Kennzahlen der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland

Land	Jahr	Durchschnitts-preis im In- und Ausland	Median der betragsmäßigen Preisdifferenzen	Arithmetisches Mittel der betragsmäßigen Preisdifferenzen	Standard-abweichung der betragsmäßigen Preisdifferenzen
Belgien	2015	41,12	13,26	22,31	109,41
	2016	46,73	7,36	35,49	263,25
Frankreich	2015	34,82	7,86	10,26	9,10
	2016	35,27	7,44	12,52	23,85
Niederlande	2015	44,29	9,84	31,22	311,13
	2016	31,03	3,32	6,41	8,83
Dänemark-West	2015	27,44	10,34	12,17	9,34
	2016	28,54	4,33	6,23	6,96
Dänemark-Ost	2015	27,68	9,28	11,42	9,56
	2016	29,31	3,22	5,90	9,87
Schweden (Malmö)	2015	27,07	10,30	12,41	10,14
	2016	29,22	3,39	6,11	9,94
Schweiz	2015	35,97	5,83	9,72	10,02
	2016	33,52	4,61	9,55	11,55

Anmerkungen: Alle Preise sind in EUR angegeben. Preisdifferenz gilt, wenn |Preisdifferenz| ≥ 0,01 EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energate und Nord Pool Spot

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Tabelle 2.4: Stunden der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland

Land	Jahr	Anteil (in % Jahres-stunden)	Anteil mit Preisdifferenz > 10 % des Durchschnitts-preises (in % Jahresstunden)	Anteil Stunden mit $Preis_{DE} > Preis_{AUSLAND}$ (in % Preisdifferenzstunden)
Belgien	2015	80,33	68,09	0,51
	2016	63,60	38,19	4,90
Frankreich	2015	72,56	53,29	7,64
	2016	63,76	44,15	3,60
Niederlande	2015	72,32	53,03	3,42
	2016	56,33	27,37	7,95
Dänemark-West	2015	79,73	67,51	73,16
	2016	63,12	38,42	49,91
Dänemark-Ost	2015	79,93	64,53	67,96
	2016	73,14	38,21	40,21
Schweden (Malmö)	2015	89,34	73,61	76,23
	2016	80,80	43,12	44,76
Schweiz	2015	99,78	61,45	21,40
	2016	99,53	55,20	19,60

Anmerkungen: Preisdifferenz gilt, wenn |Preisdifferenz| ≥ 0,01 EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energate und Nord Pool Spot

Tabelle 2.5: Dauer von Preisdifferenzphasen

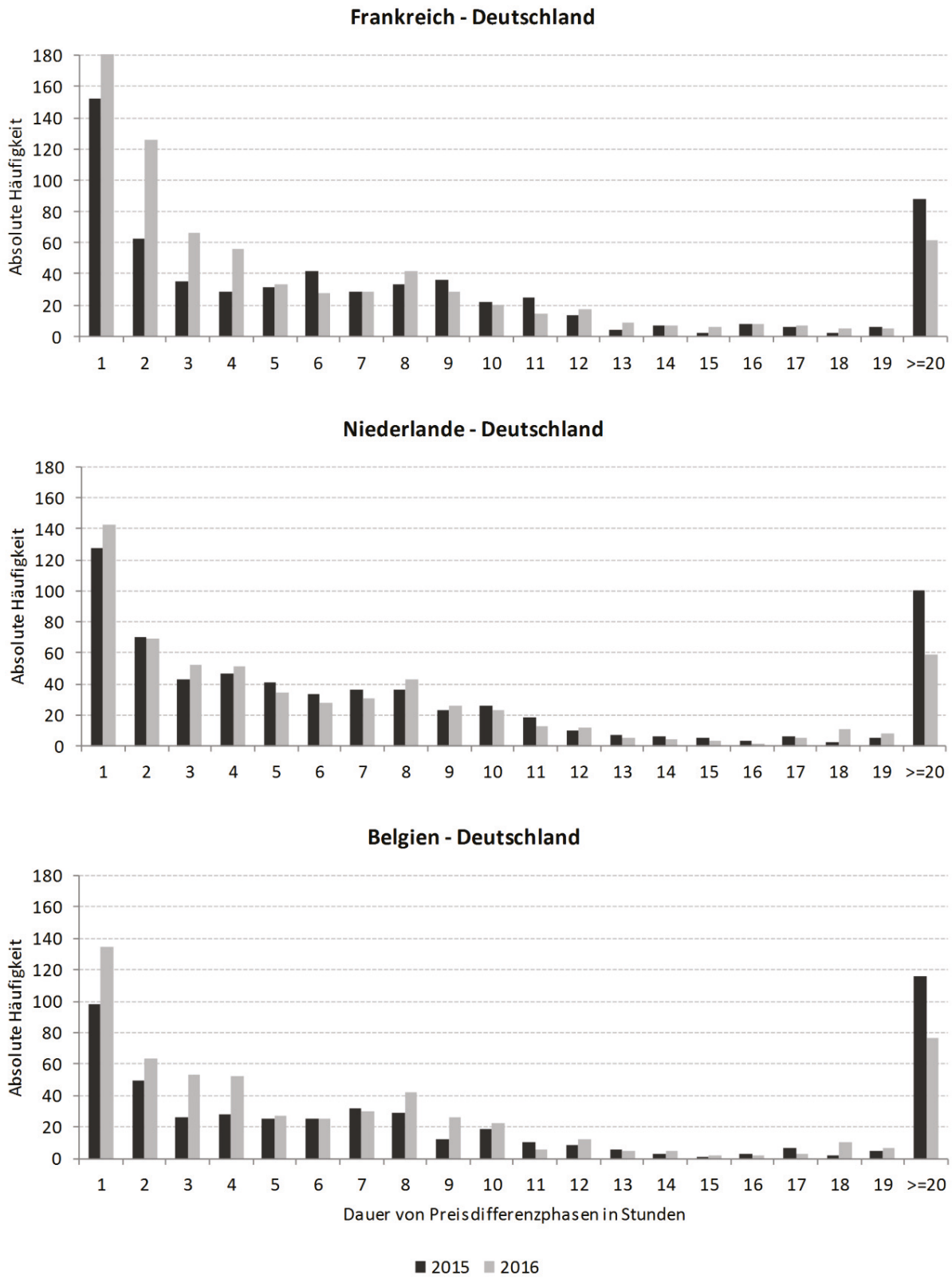
Land	Jahr	Anzahl der Phasen	Arithmetisches Mittel der Dauer (in Stunden)	Mediandauer (in Stunden)
Belgien	2015	506	13,96	7
	2016	606	9,52	4
Frankreich	2015	645	9,86	5
	2016	621	9,01	4
Niederlande	2015	633	10,07	6
	2016	768	6,72	3

Anmerkungen: Preisdifferenz gilt, wenn |Preisdifferenz| ≥ 0,01 EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot und Energate

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abbildung 2.3: Preisdifferenzphasen nach Stunden



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot und Energate

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

2.1.2 Gasgroßhandel: Europäische Marktintegration und die Zusammenlegung der beiden deutschen Gasmarktgebiete

30. Der Prozess der Integration der Märkte im europäischen Gasgroßhandel weist im Vergleich zum Stromsektor noch einen Rückstand auf. Nur wenige europäische Gasgroßhandelsmärkte sind bereits durch hinreichend liquiden und wettbewerblichen Handel gekennzeichnet. Vor diesem Hintergrund hat die Europäische Kommission ihr Ziel einer Weiterentwicklung der europäischen Gasmärkte zu einem effizienten Binnenmarkt regelmäßig bekräftigt.[26] Zuletzt hatte die Energieagentur der europäischen Union (ACER) den dabei angestrebten Energiebinnenmarkt im Gassektor als Vision eines wettbewerblichen europäischen Marktes mit 2-Buchungszonen und liquiden Handelspunkten[27] beschrieben. Auf diesem Markt soll, in dem eine effiziente Nutzung einer geeigneten Infrastruktur es ermöglicht, das Gas an diejenigen Handelspunkte bewegt werden, an denen die größte Knappheit vorliegt.[28] Auch in Bezug auf die Entwicklung der deutschen Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und Gaspool wird zurzeit darüber diskutiert, wie in Zukunft weitere Fortschritte auf dem Weg zu diesem Ziel erreicht werden können.

31. Bereits im Jahr 2011 hat die Europäische Kommission zur Operationalisierung ihrer Vorstellung der Binnenmarktziele im Gassektor ein sog. Target-Modell vorgelegt, das die Binnenmarktziele im Gasgroßhandel konkreter und messbar beschreiben sollte.[29] Seit der Veröffentlichung des Target-Modells sind vor allem die Umsetzung des dritten Binnenmarktpakets und die Entwicklung von gemeinsamen Netzzugangsregeln (Network Codes) weiter vorangeschritten. Gegenüber der Monopolkommission haben Marktteilnehmer allerdings darauf hingewiesen, dass insbesondere in zentral-/osteuropäischen Staaten das dritte Binnenmarktpaket noch immer nicht vollständig umgesetzt ist. Insgesamt stellte ACER jedoch fest, dass die erfolgten Integrationsmaßnahmen bereits zu einem erheblichen Rückgang der aufgrund unvollständiger Integration entstandenen Wohlfahrtsverluste beigetragen hätten.[30] Allerdings wurde zunehmend erkennbar, dass allein die Harmonisierung auf Ebene der Netzzugangsregeln nicht ausreichen könnte, um die Effizienzziele, die mit dem europäischen Energiebinnenmarkt verbunden werden, zu erreichen. Vor diesem Hintergrund wurde das Target-Modell im Jahr 2015 durch ACER überarbeitet und neu veröffentlicht (sog. Gas-Target-Modell II).[31]

32. Mit der Veröffentlichung des überarbeitenden Target-Modells wurden zum Teil veränderte Kriterien definiert, die funktionsfähige Märkte aus Sicht von ACER kennzeichnen. Die neu geschaffenen Kriterien zielen im Wesentlichen darauf ab, die Liquidität der Märkte genauer abzubilden. Zudem wurde der Entwicklungsstand der europäischen Handelspunkte auf Basis dieser neu geschaffenen Kriterien einer Prüfung unterzogen. Gemessen wurden das Handelsvolumen, die Zahl der Handelsgeschäfte, die Preisspreizung bei Angebot und Nachfrage sowie die Preissensitivität beim Angebot und Kauf größerer Volumina. Als Referenz wurden hierbei die entsprechenden Kennzahlen der liquidesten europäischen Handelspunkte, dem britischen National Balancing Point (NBP) und der niederländischen Title Transfer Facility (TTF), zugrunde gelegt. Erwartungsgemäß lag zum Zeitpunkt der Daten-

---

[26] Vgl. Erwägungsgrund 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. EU L211/36 vom 14. Oktober 2009.

[27] „2-Buchungszonen“ (Enty/Exit-Zones) entsprechen der typischen Ausgestaltungsform von Marktgebieten, in denen der Zugriff auf die Gasversorgungsnetze lediglich 2 Verträge (Einspeise- und Ausspeisebuchung erfordert). Handelspunkte sind der Platz an dem das im Netz befindliche Gas gehandelt werden kann.

[28] „This vision is of a competitive European gas market, comprising entry-exit zones with liquid virtual trading points, where market integration is served by appropriate levels of infrastructure, which is utilised efficiently and enables gas to move freely between market areas to the locations where it is most highly valued by gas market participants.“; vgl. ACER, http://www.acer.europa.eu/en/Gas/Gas-Target-Model/Pages/Main.aspx, Abruf am 27. Juli 2017.

[29] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 284 ff.

[30] Vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014, November 2015, Kapitel 5.3.3, insbesondere S. 243.

[31] Vgl. ACER, European Gas Target Model - review and update, Ljubljana, Januar 2015.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

erhebung im Jahr 2013 die Liquidität[32] der meisten europäischen Handelspunkte erheblich unter denen der beiden führenden Märkte.[33] Dies gilt für den Day-Ahead-Handel und besonders für den Handel mit längerfristigen Terminprodukten.[34]

33. Zudem hat ACER die Liquidität der nationalen Gasmärkte auch auf Basis der Kriterien des ursprünglichen Target-Modells erneut untersucht. Dieses enthielt neben (zum Teil zukünftig nicht mehr verwendeten) Liquiditätskennziffern wie der Churn-Rate[35] auch strukturelle Marktmachtindikatoren wie z. B. den Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) sowie den Residual-Supplier-Index (RSI)[36], die auch weiterhin Anwendung finden sollen. Danach erreichte lediglich der Markt im Vereinigten Königreich alle Grenzwerte. Die Märkte Deutschlands, Frankreichs, der Niederlande und Italiens verfehlen (und erreichen) einzelne Grenzwerte nur knapp.[37] Speziell für die deutschen Marktgebiete werden die Marktmachtindikatoren HHI von ACER mit 1.982 (Zielwert: <2000) und RSI mit 1,16 (Zielwert: >1,1) angegeben.

34. Im Target Modell II schlägt ACER außerdem den nationalen Regulierungsbehörden vor, die Entwicklung der Gasmärkte auf Basis der definierten Kriterien regelmäßig zu überprüfen. Empfohlen wird ein Intervall von drei Jahren. Falls die Schwellenwerte nicht erreicht werden, soll unter Beteiligung aller Stakeholder darüber beraten werden, wie eine Steigerung der Liquidität erreicht werden kann. Wenn andere Maßnahmen keine Wirkung zeigen, wird die weitere Integration benachbarter Märkte als bevorzugtes Instrument vorgeschlagen. ACER nennt vor diesem Hintergrund drei mögliche Formen der Integration von benachbarten Märkten (bzw. Marktgebieten)[38]:

- Die vollständige Integration, durch die die Entry/Exit-Buchungssysteme, die Bilanzierungssysteme und die virtuellen Handelspunkte der betreffenden Marktgebiete miteinander verschmolzen werden.
- Die Bildung einer gemeinsamen Handelszone, bei der gegenüber der vollständigen Marktintegration nur die Bilanzierung auf Endnutzerebene für zwei Zonen getrennt vorgenommen wird.
- Die Einrichtung von sog. Satellitenmärkten, durch die eine vereinfachte Nutzung der Handelskapazitäten des benachbarten Satellitenmarktes angestrebt wird.

35. Zu beachten ist, dass die vorgestellten Optionen der Marktintegration zwar wettbewerblich positive Wirkungen entfalten, aber andererseits auch mit Kosten verbunden sein können. Solche Kosten entstehen insbesondere dadurch, dass eine Vergrößerung des Marktgebietes mit einer Vergrößerung der Transportoptionen der Lieferanten einhergeht, die ihrerseits wiederum durch die in einem Marktgebiet zusammengeschlossenen Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt werden müssen. Sind die auf Basis bestimmter Ein- und Ausspeisebuchungen anzunehmenden Transportanforderungen innerhalb eines größeren Marktgebietes nicht realisierbar, müssen die an Lieferanten zu vergebenen festen, frei zuordenbaren Transportkapazitäten eingeschränkt werden. Gegebenenfalls kann ein Netzausbau die Transportkapazitäten wieder erhöhen. Diese Kosten berücksichtigt ACER im Rahmen des Target Modell II jedoch nicht direkt. Im Target Modell II wird den nationalen Regulierungsbehörden allerdings empfohlen, vor der Durchführung von Marktintegrationsmaßnahmen eine Kosten-Nutzen-Analyse anzufertigen, in der die

---

[32] Mit Liquidität wird hier der Grad der (stetigen) Verfügbarkeit von unterschiedlichen Anbietern und Nachfragern am Markt beschrieben. Sie kann durch unterschiedliche Kennziffern gemessen werden.

[33] Der BNP war dabei lange Zeit der führende Handelspunkt, ist jedoch im Jahr 2016 vom TTF abgelöst worden. Seit 2016 hat der TTF nicht nur ein höheres Handelsvolumen, sondern weist auch in anderen Liquiditätsindikatoren eine bessere Performance auf.

[34] Vgl. ACER, European Gas Target Model - review and update, a. a. O., Figure 3, S. 24.

[35] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 557.

[36] Vgl. zum RSI die Erläuterungen in Abschnitt 2.3.3 in diesem Gutachten.

[37] Vgl. ACER, European Gas Target Model - review and update, a. a. O., Table 1, S. 25.

[38] Vgl. ebenda, S. 26 f.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

dargestellten Nachteile mit den möglichen Effizienzvorteilen verschiedener Integrationsalternativen abgewogen werden.[39]

36. In den vergangenen Jahren sind neben nationalen Marktgebietszusammenschlüssen auch einzelne grenzübergreifende Projekte umgesetzt wurden. Im Oktober 2015 wurde der erste grenzübergreifende Gasmarkt in Belgien und Luxemburg eingeführt und wenige Monate später nahm der grenzübergreifende Mercado Ibérico in Spanien und Portugal seinen Betrieb auf. Des Weiteren wurden die zwei Marktgebiete im Westen Österreichs mit dem deutschen Marktgebiet NetConnect durch einen Satellitenmarkt (COSIMA) verbunden. Demgegenüber entwickelt sich das Projekt Visegrad Four, welches ein regionales Marktgebiet in Tschechien, der Slowakei, Polen und Ungarn schaffen soll, nur sehr langsam weiter und die CEE Handelsregion zwischen Österreich, Tschechien, und der Slowakei wurde 2013 zurückgestellt.[40] Die meisten europäischen Marktgebiete richten sich zudem weiterhin nach nationalen Grenzen, weshalb im Gas Target Modell II betont wird, dass auch der Ausbau grenzübergreifender Kapazitäten nötig ist, um die Ziele des europäischen Gasmarktes zu erreichen.

37. Deutschland ist außerdem dem Auftrag aus dem Gas Target Modell II nachgekommen, die vorgegebenen Indikatoren zu ermitteln und mögliche liquiditätserhöhende Maßnahmen zu prüfen. Die entsprechende Analyse des deutschen Gasmarktes nach den Schwellenwerten von ACER wurde von der Beratungsgesellschaft WECOM im Auftrag der Bundesnetzagentur durchgeführt.[41] Die WECOM-Studie zeigt, dass in Bezug auf die Markstrukturindikatoren, der Mindestschwellenwert RSI und die Anzahl der Bezugsquellen für beide deutsche Marktgebiete erreicht werden, während der Referenzwert für den HHI jeweils verfehlt wurde. In Bezug auf die Liquiditätsindikatoren liegt der im Gutachten berechnete „Erfüllungsgrad“ im Jahr 2014 für den Spotmarkt im GASPOOL-Marktgebiet bei 67 Prozent und im NCG-Marktgebiet bei 80 Prozent. In beiden Marktgebieten sind die Werte für den Spotmarkt im Vergleich zur Messung im Jahr 2013 gestiegen. Auf den mittel- und langfristigen Terminmärkten sind die Werte jedoch niedrig und im NCG Marktgebiet vom Jahr 2013 auf das Jahr 2014 sogar nochmals gefallen. Die WECOM Studie untersuchte zudem mögliche Integrationsvarianten unter Einbezug der deutschen Marktgebiete und nimmt vor diesem Hintergrund eine grobe Schätzung auch möglicher nachteiliger Auswirkungen (Kapazitätseinschränkungsrate) vor. Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass eine Marktgebietszusammenlegung mit dem Ziel die Schwellenwerte des Target Modells zu erreichen, vor allem dann effektiv wäre, wenn die Maßnahme beide deutsche Marktgebiete und den TTF umfasst.[42] Allerdings zeigt sich bei allen untersuchten Integrationsvarianten auch eine nennenswerte Reduzierung der frei zuordenbaren Kapazitäten. Eine explizite und auf einem Netzmodell basierende Kosten-Nutzen-Analyse möglicher Integrationsvarianten war jedoch nicht Teil des Gutachtens. Auch die Wirkung alternativer markgebietsinterner Maßnahmen wird in dem Gutachten nicht genau analysiert. Die Gutachter gehen davon aus, dass wegen der hohen Defizite im deutschen Markt interne Maßnahmen nicht ausreichend sind.[43]

38. Auf Basis der WECOM Studie hat die Bundesnetzagentur einen Marktdialog zur Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete in Gang gesetzt und Ende April 2017 die Ergebnisse veröffentlicht.[44] Mit Blick auf mögliche Marktintegrationsmaßnahmen stellt die Bundesnetzagentur fest, dass sich aus den Stellungnahmen der Marktteilnehmer kein einheitliches Bild zu möglichen Vor- und Nachteilen einer Marktintegration gewinnen lässt. Die Bundesnetzagentur ihrerseits schätzt die Entwicklung der beiden bestehenden deutschen Marktgebiete als positiv ein

---

39 Vgl. ACER, European Gas Target Model - review and update, a. a. O., S. 26.

40 Vgl. Heather, Patrick, The Evolution of European Traded Gas Hubs, Oxford Institute for Energy Studies, OIES PAPER: NG 104, S. 22.

41 Vgl. Walter, Elbling & Company (WECOM), Gutachten zu Potentialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktgebietsintegrationen sowie den damit verbundenen Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Wien, 4. Mai 2016.

42 Vgl. ebena, S. 165.

43 Vgl. ebenda, S. 9.

44 Vgl. BNetzA, Marktdialog zur Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete – Schlussfolgerungen, 27. April 2017, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Gasmarkt/SchlussfolgerungenMarktdialog2017.pdf, Abruf am 31. August 2017.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

und erwartet durch interne Maßnahmen und weitere Umsetzung der Netzkodizes eine weitere Steigerung der Liquidität. Allerdings sind die Liquiditätsschwellenwerte des Gas-Target-Modell II bei mittel- und langfristigen Terminprodukten nur durch eine Integration der deutschen Marktgebiete mit dem TTF zu erreichen. Dies sei allerdings auch nicht anders zu erwarten, da der TTF dem Gas-Target-Modell II als Benchmark diente. Die Bundesnetzagentur spricht sich dafür aus, vor weiteren Integrationsmaßnahmen eine Kosten/Nutzen-Analyse durchzuführen. Bevor jedoch ein solcher Prozess in Gang zu setzen sei, sollten die für Ende des Jahres 2017 erwarteten Ergebnisse der von der Europäischen Kommission durchgeführten Studie „Quo vadis EU gas market regulatory framework" abgewartet werden, durch die alternative Maßnahmen zur Marktintegration geprüft würden.

39. Vor dem Hintergrund der gegenüber einer weiteren Marktgebietsintegration „abwartenden" Einschätzung der Bundesnetzagentur, erschien es überraschend, dass das Bundeskabinett am 24. Mai 2017 den zweiten „Entwurf zur ersten Verordnung zur Änderung der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen" beschlossen hat.[45] In § 21 Abs. 1 GasNZV ist eine Zusammenlegung der zwei deutschen Marktgebiete bis zum Jahr 2022 vorgesehen. Die Notwendigkeit der Maßnahme wird neben der beabsichtigten Erhöhung der Liquidität damit begründet, dass auf diese Weise einheitliche Referenzpreise für alle deutschen Erdgaskunden geschaffen würden. Zudem werde durch die Zusammenlegung eine dauerhafte Trennung beider deutschen Marktgebiete als Folge einer grenzüberschreitenden Zusammenlegung unter Einbeziehung nur eines der beiden deutschen Marktgebiete verhindert. Die Möglichkeit eine Zusammenlegung an das Ergebnis einer Kosten/Nutzen-Analyse zu knüpfen, wird im Rahmen der Verordnungsbegründung von der Bundesregierung als entbehrlich betrachtet.[46]

40. Das Vorhaben der Bundesregierung, die deutschen Marktgebiete vorrangig zusammenzulegen, verdeutlicht die Dominanz nationaler Ziele in der Energiepolitik. Dafür spricht vor allem, dass der Zusammenlegung keine Effizienzabwägung auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse vorausging, wie es das Gas-Target-Modell II vorsieht und wie es auch bei früheren Integrationsmaßnahmen in der deutschen Gasnetzzugangsverordnung verankert war. Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung bringt somit zum Ausdruck, dass das politische Ziel, nationale Märkte mit einheitlichen Preisen zu schaffen, dem Interesse einer effizienten Ausgestaltung europäischer Energiemärkte vorangestellt wird.

41. Nach Auffassung der Monopolkommission sollte es Ziel der Bemühungen um einen europäischen Energiebinnenmarkt bleiben, eine Erhöhung von Wettbewerb und Effizienz zu Gunsten der Verbraucher zu bewirken. Damit kann die Erreichung des zusätzlich gesetzten Ziels der Bundesregierung, in Deutschland einheitliche Großhandelspreise zu schaffen, allerdings nicht garantiert werden. Dieses Ziel steht insofern auch im Konflikt mit den Binnenmarktzielen der Europäischen Union, die auf Wettbewerb und Effizienz zugunsten der Verbraucher abstellen. In diesem Konflikt ist das europäische Ziel vorrangig. In Bezug auf die Umsetzung erinnert die Monopolkommission daran, schon in Bezug auf frühere Integrationsmaßnahmen von Marktgebieten darauf hingewiesen zu haben, dass

---

[45] Die Kompetenz der Bundesregierung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung beruht auf § 24 Satz 1 Nummer 1 und 2 in Verbindung mit Satz 2 Nummer 1, 2 und 3 sowie mit Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Die Änderung bedarf der Zustimmung des Bundesrates, welche am 7. Juli 2017 erfolgte. Das federführende Ressort war in diesem Fall das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Es veröffentlichte zwei Referentenentwürfe, von denen der Zweite dem Regierungsentwurf entspricht; vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Zweiter Entwurf zur ersten Verordnung zur Änderung der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen, 24. Mai 2017, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/referentenentwurf-gasnetzvo-kabinett.pdf?__blob=publicationFile&v=8, Abruf am 31. August 2017 und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Erster Entwurf zur ersten Verordnung zur Änderung der Verordnung über den Zugang zu Gasversrgungsnetzen, 17. April 2017, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/referentenentwurf-gasnetzvo.pdf?__blob=publicationFile&v=10, Abruf am 31. August 2017.

[46] Wie im Referentenentwurf festgestellt wird, hat eine im Jahr 2012 durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber keine Vorteile eines gemeinsamen deutschen Marktgebietes gezeigt. Im Verordnungsentwurf der Bundesregierung wird der Verzicht auf eine neue Kosten/Nutzen-Analyse wie folgt begründet: „Das Ergebnis einer rein modellbasierten Kosten-Nutzen-Analyse ist stets annahmegetrieben und vor dem Hintergrund übergeordneter europäischer Diskussionen nicht ausreichend. Im deutschen Interesse stellt die Zusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete einheitliche Referenzpreise für alle deutschen Erdgaskunden her und führt zu einer Bündelung sowie Erhöhung von Marktliquidität."; vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Zweiter Entwurf zur Änderung Ersten Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, a. a. O., S. 18.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

die Kosten der Integration von Marktgebieten die Vorteile auch überwiegen können.[47] Sie spricht sich vor diesem Hintergrund entschieden gegen eine weitere Marktintegration aus, die nicht auf Basis einer positiven Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt. Eine solche Analyse sollte im Auftrag der Bundesnetzagentur (bzw. gegebenenfalls in Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden anderer von einer Integrationsmaßnahme betroffenen Mitgliedstaaten) durchgeführt werden, wobei den Fernleitungsnetzbetreibern Mitwirkungspflichten aufzutragen sind. Insbesondere sollten auch Integrationsmaßnahmen, die über Landesgrenzen hinweg erfolgen, als gleichwertige Alternativen zu innerdeutschen Maßnahmen geprüft werden.

2.2 Stromgroßhandelspreise und die Rolle von Reservekonzepten und Aufsichtsbehörden

42. Ein die wettbewerbspolitische Debatte im Energiemarkt seit langem bestimmende Thematik betrifft die effiziente Funktion von Energiegroßhandelsmärkten. Den damit einhergehenden Fragestellungen hat die Monopolkommission seit ihrem ersten Energiesondergutachten nach § 62 EnWG stets eine hohe Bedeutung zugemessen.

43. Allerdings hat sich die Zielrichtung dieser Debatte im Zeitverlauf deutlich verändert. Im Nachklang der im Jahr 2000 aufgetretenen kalifornischen Energiekrise und bedingt durch eine Phase vergleichsweise hoher Stromgroßhandelspreise in Deutschland Mitte der 2000er Jahre wurde in der Fachwelt, in Politik und Öffentlichkeit zunächst intensiv die Frage nach den Gefahren von Marktmacht und Preismissbrauchspotenzialen von Energieunternehmen beim Handel mit erstmals abgesetztem Strom diskutiert. Der ausführliche Diskurs um dieses Thema überschattete zu diesem Zeitpunkt eine andere Debatte, welche die Investitionsanreize auf Stromgroßhandelsmärkten zum Gegenstand hatte und zunächst nur auf akademischer Ebene geführt wurde. Gegenüber der zunächst diskutierten Gefahr hoher Strompreise ging es in letzterem Themenkreis um ein gegensätzliches Szenario, das eher zu niedrige Preise implizierte. In Frage stand (und steht bis heute), ob die Preissignale im Stromgroßhandel ausreichend sind, um die Investitionen in Kraftwerkskapazität effizient zu steuern. Wäre dies nicht der Fall, wäre die Konsequenz ein langfristig unteroptimales Investitionsniveau und damit einhergehend die erhöhte Gefahr von Stromausfällen. Offen ist seither, ob und unter welchen Bedingungen sich auf dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt eher wettbewerbskonforme, durch Marktmacht überhöhte oder auch zu niedrige Preise einstellen.

44. Mit dem Absinken der durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise seit dem Ende der 2000er Jahre intensivierte sich die Debatte um die Gefahr möglicher Unterinvestitionen und gipfelte in der auch politisch umstrittenen Frage nach dem Bedarf nach sog. Kapazitätsmechanismen. Der Begriff „Kapazitätsmechanismus“ kennzeichnet Veränderungen im Design der Stromgroßhandelsmärkte, welche die Steuerung der insgesamt vorgehaltenen Erzeugungskapazität betreffen. Kapazitätsmechanismen haben zum Ziel, die alleinige Investitionssteuerung durch den Strompreis am Energiemarkt („Energy only Markt“) zu ergänzen oder zu ersetzen. Ein Kernaspekt der Debatte betrifft die Frage, ob die Steuerung der Kapazitäten in einen neuen Markt, einen sog. Kapazitätsmarkt, ausgelagert werden sollte. Im Rahmen eines solchen grundsätzlich geänderten Marktdesigns wäre es möglich, die vorgehaltene Kapazitätsmenge nicht mehr durch den (Markt-)Preis zu steuern, sondern (z. B. im Rahmen einer Ausschreibung) vorzugeben und so einem möglichen Marktversagen und damit einhergehenden Versorgungsrisiken vorzubeugen. Wichtigste diskutierte Alternative zum Kapazitätsmarktkonzept ist die Beibehaltung der bestehenden Steuerung von Kapazitäten durch den Großhandelsmarkt, gegebenenfalls ergänzt durch eine sog. Reserve. In Reservekonzepten sollte diese zum Einsatz kommen, wenn es auf Basis der Steuerung durch den Markt tatsächlich zu einem Engpass kommt.

45. Am Ende eines im Jahr 2015 abgeschlossenen Grün-/Weißbuchprozesses der Bundesregierung ist die Frage schließlich vorläufig beantwortet worden.[48] Der Kern des im Weißbuch als „Strommarkt 2.0“ bezeichneten Konzepts ist die Entscheidung, an dem bestehenden Großhandelsmarkt im Grundsatz festzuhalten, diesen vor allem in Bezug auf Flexibilitätsoptionen der Verbraucherseite zu optimieren und um eine Reservekapazität zu ergänzen. Vor

---

[47] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 272 ff.

[48] Der Prozess wurde bereits im zu diesem Zeitpunkt erschienenen Sondergutachten der Monopolkommission gewürdigt wurde; vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin; Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

dem Hintergrund der Entscheidung für das Konzept Strommarkt 2.0 ist die Debatte um die generelle Ausrichtung des Strommarktdesigns zur Ruhe gekommen. Eindeutig ist, dass die Bundesregierung auf die Wirksamkeit des Stromgroßhandelsmarktes vertrauen will und dazu entsprechende Marktreformen umsetzt. Das Ziel ist, dass sich am Markt Preise einstellen, aus denen sich ausreichende Investitionsanreize für (potenzielle) Stromerzeuger ableiten, sodass auch in Zeiten von Stromknappheit genügend Kapazitäten zur Verfügung stehen. Für den Fall, dass es dennoch zu einem Investitionsproblem kommen sollte, hat die Bundesregierung in ihrem Konzept die Bildung strategischer Reserven vorgesehen. Bei der Umsetzung dieses Konzeptes kommt es darauf an, dass das Marktdesign möglichst wettbewerbskonforme Preissignale am Markt zulässt, die weder durch die Einbindung der Reservekonzepte, noch durch die Tätigkeit von Wettbewerbsbehörden abweichend beeinflusst werden.

2.2.1 Wirkung und Probleme der vorgesehenen Reservekonzepte

46. Im Anschluss an das Weißbuch hat die Bundesregierung verschiedene Gesetzgebungsprozesse eingeleitet, die auf die Umsetzung ihres Konzeptes zielen. Eine zentrale Rolle nimmt darunter das Strommarktgesetz vom 26. Juli 2016 ein.[49] Es beinhaltet unter anderem die grundlegenden Schritte zur Einführung der im Weißbuch geplanten Reserve. Insgesamt sind im Strommarktgesetz zwei auf das gesamtdeutsche Kapazitätsniveau abzielende Reservekonzepte vorgesehen.

47. Zum einen sieht der durch das Strommarktgesetz neu eingeführte § 13g EnWG die bis Oktober 2019 sukzessive vorzunehmende vorläufige Stilllegung von Braunkohlekraftwerken (bzw. Kraftwerksblöcken) und deren Überführung, bis zur endgültigen Stilllegung, für jeweils vier Jahre in eine als „Sicherheitsbereitschaft“ bezeichnete Reserve vor. Die Sicherheitsbereitschaft ist somit nur für einen begrenzten Zeitraum vorgesehen und kann aufgrund der technisch notwendigen langen Anfahrzeit von Braunkohlekraftwerken nur mit Vorlauf bei einem Kapazitätsengpass durch die Übertragungsnetzbetreiber abgerufen werden. Zum anderen wird durch § 13e EnWG eine weitere Reserve eingeführt, die den Namen „Kapazitätsreserve“ trägt und auch kurzfristig bei einem Versorgungsengpass zum Einsatz kommen können soll. Die Kapazitätsreserve soll ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 zur Verfügung stehen und zunächst eine Reserveleistung von 2 GW beinhalten. Ihre Kapazitätsausstattung soll gemäß Abs. 5 der Vorschrift regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Zur näheren Bestimmung etwa über ihren Einsatz wurde in § 13h EnWG eine Verordnungsermächtigung für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, welche nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, vorgesehen.

48. Auf Basis der Verordnungsermächtigung ist eine entsprechende vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ausgearbeitete Kapazitätsreserveverordnung erarbeitet worden.[50] Für diese Vorschrift eröffnete die Europäische Kommission mit einem Beschluss von Anfang April 2017 das förmliche Verfahren zur beihilfenrechtlichen Prüfung gemäß Art. 108 Abs. 1 AEUV.[51] In dem Beschluss vertritt die Europäische Kommission die Auffassung, dass es sich bei der Kapazitätsreserve um eine Beihilferegelung handelt, deren Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt auf Grund von Art. 107 Abs. 3 Buchstabe c AEUV sich maßgeblich nach den von ihr im Jahr 2014 erlassenen Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen richtet.[52] Für die Entscheidung der Europäischen Kommission zur Vereinbarkeit der Regelung gibt es im förmlichen Beihilfeverfahren nur eine von der Europäischen Kommission anzustrebende Frist von 18 Monaten.[53]

---

[49] Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26. Juli 2016, BGBl. 2016 I Nr. 37, S. 1786.

[50] BMWi, Entwurf einer Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Entwurf einer Kapazitätsreserveverordnung – KapResV-E), veröffentlicht am 1. November 2016, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kapazitaetsreserve-referentenentwurf.html, Abruf am 31. August 2017.

[51] EU-Kommission, Staatliche Beihilfe SA.45852 (2017/N) – Deutschland Kapazitätsreserve, C(2017) 2224 final, Brüssel, 7. April 2017.

[52] EU-Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200 vom 28. Juni 2014, S. 1.

[53] Vgl. Art. 9 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2015/1589 des Rates vom 13. Juli 2015 über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 108 AEUV, ABl. L 248 vom 24. September 2015, S. 9. Gemäß Abs. 7 derselben Vorschrift kann der Mitgliedstaat nach Ablauf von 18 Monaten die Europäische Kommission um einen Beschluss ersuchen, woraufhin sie innerhalb von zwei Monaten diesen auf Grundlage der ihr vorliegenden Informationen erlässt.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

49. In ihrem Eröffnungsbeschluss äußert die Europäische Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt. Insbesondere bezweifelt sie die Erforderlichkeit, die Geeignetheit und die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme und ob sie Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel hinreichend ausschließt.[54] Ein Kritikpunkt im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung der Europäischen Kommission betrifft unter anderem den Verzicht auf ein Enddatum und den fehlenden Plan für die schrittweise Beendigung der Maßnahme.[55] Entgegen der im Energiesondergutachten der Monopolkommission im Jahr 2015 ausgesprochenen Empfehlung[56] hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine solche zeitliche Befristung der Reserve nicht vorgesehen. In ihrer Stellungnahme zum 71. Sondergutachten der Monopolkommission nennt die Bundesregierung eine Befristung „nicht sachgerecht“ und bringt vor, dass die Reserve die Stromversorgung langfristig absichern solle.[57] Wie die Europäische Kommission bereits in ihrer Ende 2016 erschienen Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen[58] und in grundsätzlicher Übereinstimmung mit den Empfehlungen der Monopolkommission[59] dargelegt hat, sind strategische Reserven jedoch nur als vorübergehende Maßnahmen geeignet. Sie dienen zur Absicherung der Stromversorgung, falls die Erwartung, dass langfristig kein Marktversagen im Stromgroßhandel vorliegt, sich als Irrtum erweisen sollte. Wird hingegen ein langfristiger Kapazitätsengpass festgestellt, der auf strukturelle Mindereinnahmen der Erzeuger auf dem Markt zurückzuführen ist, so ist die strategische Reserve auch nach Auffassung der Kommission wahrscheinlich keine geeignete Abhilfemaßnahme.[60] In diesem Fall hatte auch die Monopolkommission empfohlen, die Reserve durch einen umfassenden und zentralen Kapazitätsmarkt zu ersetzen.[61] Die Bundesregierung hatte diese Einschätzung als „verfehlt“ bezeichnet.[62]

50. Ebenfalls vor dem Hintergrund der Erforderlichkeit kritisiert die Europäische Kommission die Stichhaltigkeit der Annahmen der von Deutschland durchgeführten Worst-Case-Szenarien und die fehlende Ermittlung eines Wertes für Versorgungssicherheit, gemeinhin als „Value of Lost Load“ (VoLL[63]) bezeichnet. Dieser zeigt an, welchen Strompreis die Nutzer maximal zu zahlen bereit sind, bis sie bei darüber liegenden Preisen einen Versorgungsausfall der Lieferung vorziehen. Eine analytische Schätzung des VoLL-Wertes ist, so räumt auch die Europäische Kommission ein, zwar schwierig und mit Ungenauigkeiten behaftet. Ein vollständiger Verzicht kann jedoch zu Problemen und Inkonsistenzen im Reservekonzept führen. Somit bringt die Europäische Kommission aufgrund des Fehlens dieses Wertes Zweifel zum Ausdruck, ob die Kapazitätsreserve den Verbrauchern ein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis bietet. Sie rechnet vor, dass – wenn die Kapazitätsausstattung für die Reserve zum Höchstpreis bezogen würde und nach der von Deutschland vorgelegten Bewertung gleichzeitig die Erwartung einer um zwei Stunden

---

54 EU-Kommission, Staatliche Beihilfe SA.45852 (2017/N) — Kapazitätsreserve, Aufforderung zur Stellungnahme nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. C 159 vom 19. Mai 2017, S.3, Tz. 175.

55 Ebenda, Tz. 94 ff.

56 Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 431.

57 Stellungnahme der Bundesregierung zum Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes „Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende“, BT-Drs. 18/6432 vom 15. Oktober 2016, S. 11.

58 EU-Kommission, Bericht der Kommission – Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen vom 30. November 2016, COM(2016) 752 final.

59 Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 423 ff.

60 EU-Kommission, Staatliche Beihilfe SA.45852 (2017/N) — Kapazitätsreserve, Aufforderung zur Stellungnahme nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. C 159 vom 19. Mai 2017, S.3, Tz. 81.

61 Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 469

62 Stellungnahme der Bundesregierung zum Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes „Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende“, BT-Drucksache 18/6432 vom 15. Oktober 2016, S. 11.

63 Der VoLL ist eine analytische Hilfskennziffer und bezeichnet die hypothetischen Kosten, die einem Stromverbraucher entstehen, wenn dieser abgeschaltet wird und dadurch eine Versorgungsunterbrechung hinnehmen muss. Der VoLL stellt eine preisliche Obergrenze für die Gebote dar, weil die Nachfrager ab einem Preis auf Höhe des VoLL eher einen Ausfall in Kauf nehmen, als einen noch höheren Preis für die Versorgung zu zahlen. Während zu analytischen Zwecken meist ein konstanter Wert für den VoLL genannt wird, fällt der tatsächliche VoLL für die Nachfrager sehr unterschiedlich aus.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

geringeren Versorgungsunterbrechung berücksichtigt wird – sich die Kosten für jede MWh Energie aus der Reserve auf EUR 50.000 belaufen würden. Der Wert der Versorgungssicherheit in anderen Ländern wie Frankreich oder Irland läge mit zwischen 11.000 EUR/MW und 26.000 EUR/MW bedeutend unter diesem Wert, sodass Zweifel am Kosten-Nutzen-Verhältnis der Reserve bestehen.[64]

51. Ein analytisch ermittelter Wert für Versorgungssicherheit hätte im Konzept der Kapazitätsreserve auch zu einer besseren Trennung zwischen dem Stromgroßhandelsmarkt und dem nachgelagerten Einsatz der Reserve verwendet werden können. Diese Trennung wird auch von der Europäischen Kommission bei der Bewertung der Auswirkungen der Reserve auf Wettbewerb und Handel erörtert. Die Europäische Kommission bezweifelt, dass die Auswirkungen auf Handel und Wettbewerb so begrenzt sind, dass die Durchführung der Kapazitätsreserveverordnung gerechtfertigt wäre.[65] Um diesen Zusammenhang zu erläutern, sei zunächst darauf hingewiesen, dass Investoren eine mögliche Aktivierung der Reserve in Betracht ziehen werden. Die Erwartung der sich in einer Engpasssituation am Spotmarkt einstellenden Marktpreise beeinflusst die erwarteten Deckungsbeiträge von Kraftwerken und somit auch die Investitionsbedingungen. Wird eine Reserve z. B. bei Erreichen eines bestimmten Preises ausgelöst, dann kann dieser Preis im Stromgroßhandel wie eine Obergrenze für den Marktpreis wirken. Ist dieser Preis zu niedrig wird auf diese Weise ein unteroptimales Investitionsniveau und damit das häufigere Auslösen der Reserve herbeigeführt. Im Konzept der Kapazitätsreserve regelt § 25 Kapazitätsreserveverordnung (KapResV-E), dass die Reserve aktiviert werden soll, wenn bei der letzten Auktion des vortägigen Handels (day-ahead) oder der Eröffnungsauktion des untertägigen Handels (intraday) die Markträumung ausbleibt. Die Markträumung gilt ebenfalls als ausgeblieben, wenn Gebote in Höhe des technischen Preislimits, das in Deutschland derzeit 3.000 EUR/MWh für den Day-Ahead-Markt und 10.000 EUR/MWh für den Intraday-Markt beträgt, nicht erfüllt werden. Somit stellt die Reservekraftwerksverordnung faktisch auf das technische Limit als zu erwartenden Eingriffspreis ab. Weiterhin ist nach Auskunft der Börse davon auszugehen, dass es in Moment eines Engpasses bei einer Auktion zu einer Teilzuteilung der Gebote kommt. Da aufgrund der nicht vollständig bedienbaren Kaufgebote anzunehmen ist, dass Bilanzkreise daraufhin nicht ausgeglichen werden, erhalten die Bilanzkreisverantwortlichen bei Abruf der Reserve gemäß § 32 Abs. 2 KapResV-E Ausgleichsenergie zum mindestens Zweifachen des Preises des untertägigen Handels und damit gegebenenfalls zum doppelten Preis des technischen Limits.

52. Die technischen Limits, die den Eingriff der Reserve steuern, liegen heute jedoch nicht auf Höhe eines zu ermittelnden Wertes für Versorgungssicherheit (VoLL) und damit nicht auf Höhe der maximalen Zahlungsbereitschaft für Strom am Markt,[66] sodass die Aktivierung der Reserve (und das technische Limit) die Preise zu früh begrenzt. Unsicher bleibt weiter, ob und wie weit das technische Limit z. B. im Fall einer aufgetretenen Engpasssituation zukünftig nach oben angepasst werden würde. Würde das Limit zukünftig auf den VoLL heraufgesetzt, dann läge der Ausgleichsenergiepreis über dem VoLL. Wie auch die Europäische Kommission bemerkt, könnte dies in Ermangelung einer voll funktionsfähigen Nachfrageseite dazu führen, dass Verbraucher gezwungen wären, einen Preis für Versorgungssicherheit zu zahlen, der oberhalb ihrer Zahlungsbereitschaft liegt.[67] Aus Sicht der Monopolkommission ist deshalb zu empfehlen, wie auch von der Europäischen Kommission angeführt, sowohl das Gebotslimit als auch den Ausgleichsenergiepreis durch eine Änderung der Verordnung auf einen ermittelten Wert für Versorgungssicherheit festzulegen.

2.2.2 Zentraler Einfluss der Aufsicht durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

53. Eine schon länger geführte Diskussion betrifft einen möglichen systematischen Einfluss von Marktmacht großer Energieversorgungsunternehmen auf den Großhandelspreis für Strom. Hierfür ursächlich ist die Annahme,

---

64 EU-Kommission, Staatliche Beihilfe SA.45852 (2017/N) — Kapazitätsreserve, Aufforderung zur Stellungnahme nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, 2017/C 159/03, Tz. 100 ff.

65 Ebenda, Tz. 162 ff.

66 Dies wird allein daran deutlich, dass für Day-Ahead und Intraday zwei sehr deutlich voneinander abweichende technische Beschränkungen gelten, die zudem beide unterhalb der im europäischen Ausland festgestellten einheitlichen VoLL-Werte liegen.

67 Ebenda, Tz. 171 f.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

dass die Charakteristika des Strommarktes günstige Bedingungen für große Energieversorger bieten, um den Preis auf ein überoptimales Niveau zu heben. Aus der Annahme solcher Marktmacht lassen sich ganz wesentliche Implikationen für Effizienz und Versorgungssicherheit des Strommarktes ableiten. Sollte es regelmäßig bei optimaler oder überoptimaler Ausstattung mit Kraftwerkskapazität zur Ausübung von Marktmacht und damit zu überhöhten Preisen kommen, so käme es in geringerem Ausmaße zu möglichen Problemen mit der Versorgungssicherheit oder zum Auslösen einer Kapazitätsreserve. Allerdings läge das durchschnittliche Preisniveau über dem, das sich unter optimalen Wettbewerbsbedingungen einstellen würde. Durch die zeitweise durch Marktmacht überhöhten Preise würden wiederum Investitionsanreize ausgelöst, die Überkapazitäten, eine Abnahme der Marktmacht einzelner Versorger und damit wieder sinkende Preise zur Folge hätten. Die Kapazitätsausstattung bliebe dauerhaft suboptimal hoch. Daraus begründet sich die zentrale Stellung der Aufsichtsbehörden, deren Aufgabe darin liegt, einem durch Marktmachtmissbrauch oder Marktmanipulation überhöhtem Preisniveau vorzubeugen.

54. Der Missbrauch von Marktmacht durch Preisüberhöhungen in Deutschland wird insbesondere vom Bundeskartellamt überwacht und sanktioniert. Eine rechtliche Grundlage für die Verfolgung von Preisüberhöhungen als Missbrauch stellt neben Artikel 102 AEUV und § 29 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) insbesondere § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB dar, wonach es als Missbrauch eines marktbeherrschenden Unternehmens qualifiziert wird, Entgelte zu verlangen, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden. Neben dem Missbrauchsverbot bestehen weitere Vorschriften, die bestimmtes Verhalten mit Einfluss auf die Preise im Stromgroßhandel verbieten. So beinhaltet die 2011 geschaffene europäische Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT)[68] in Art. 5 ein Marktmanipulationsverbot, das in Art. 2 Nr. 2 und Nr. 3 näher definiert wird. Die Anwendung dieser Vorschrift bezieht sich im Unterschied zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf jegliche Transaktion oder das Erteilen eines Handelsauftrags für Energiegroßhandelsprodukte, durch die der Marktpreis manipuliert wird oder versucht wird, diesen zu manipulieren. Die Aufsicht über die Einhaltung des Marktmanipulationsverbots übt in Deutschland die Bundesnetzagentur aus. Die Abgrenzung des Marktmanipulationsverbotes zum Missbrauchsverbot ist nicht immer eindeutig und bedarf deshalb einer Konkretisierung. Überschneidungen mit dem Marktmanipulationsverbot können auch zu weiteren relevanten Verboten im Rahmen der Finanzmarktgesetzgebung bestehen.

55. Die Vorgehensweise bei der Anwendung der Missbrauchsvorschriften wurde vom Bundeskartellamt bereits im Jahr 2011 durch die Veröffentlichung der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel erläutert.[69] In der Sektoruntersuchung hat das Amt für die Jahre 2007 und 2008 eine Überprüfung des Kraftwerkseinsatzes in Bezug auf eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung vorgenommen. Die Untersuchung begründet des Weiteren auch eine Feststellung des Amtes zur Preissetzung marktbeherrschender Unternehmen, die oftmals als „Mark-up-Verbot“ bezeichnet wird. Damit wird ein Verbot bezeichnet, die Kapazität einzelner Kraftwerksblöcke mit Preisaufschlägen auf deren Grenz- bzw. Inkrementalkosten[70] im Markt anzubieten. Das Mark-Up-Verbot ist eine direkte Folge der in der Sektoruntersuchung dargelegten Beurteilung des Bundeskartellamtes. Der geprüfte Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung betrifft die sog. Kapazitätszurückhaltung. Praktisch erfolgte die Überprüfung eines missbräuchlichen Verhaltens, indem geprüft wurde, ob Kraftwerke nicht eingesetzt werden, die ihre Grenz-

---

[68] Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts Text von Bedeutung für den EWR, ABl. L326 vom 8. Dezember 2011, S. 1.

[69] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, B10-9/09, Januar 2011, www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgrosshandel - Abschlussbericht.html, Abruf am 31. August 2017.

[70] Die Monopolkommission verwendet den für die theoretische Analyse geeigneten, modelltheoretischen Begriff der Grenzkosten, der die Kosten der Mengenänderung um eine marginale Einheit beschreibt. In der Praxis sind die Grenzkosten weitgehend identisch mit den variablen Kosten der Kraftwerke, insbesondere den Brennstoff- und CO_2-Kosten fossiler Kraftwerke. Allerdings liegen in der Praxis tatsächlich keine strikt linearen Kostenverläufe vor. Es kann deshalb für bestimmte Zwecke zutreffender sein, das Verhalten von Kraftwerksbetreibern durch inkrementelle Kosten zu beschreiben, die an die Kosten der Veränderung des Einsatzes einer bestimmten Kapazitätsmenge geknüpft sind und z. B. Anfahrtskosten von Kraftwerken einschließen. Eine entsprechende Verwendung des Begriffs der Inkrementalkosten hat die Monopolkommission für die kartellrechtliche Prüfung empfohlen; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 491 ff., insbesondere Tz. 494.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

bzw. Inkrementalkosten erwirtschaften.[71] Bieten Energieversorger ihre Kapazität mit Mark-ups an, so laufen sie Gefahr, dass sich ein markträumender Preis unterhalb des Gebotes einstellt und (einzelne oder mehrere) eigene Kraftwerke nicht zum Zug kommen, obwohl der Marktpreis die Grenzkosten der Kraftwerke gedeckt hätte. Dies würde als Kapazitätszurückhaltung betrachtet.[72]

56. Der dargestellte Einfluss der Missbrauchsaufsicht auf die Zulässigkeit von Mark-ups lässt die besondere Rolle der Aufsichtsbehörden in Bezug auf die Funktion des Stromgroßhandelsmarktes deutlich werden. Denn wie nachfolgend gezeigt wird, ist es aus ökonomischer Sicht wettbewerbskonform, dass sich auf einem Stromgroßhandelsmarkt in einzelnen Situationen Preise oberhalb der vom Bundeskartellamt festgelegten Grenzkosten von Kraftwerksblöcken einstellen. Auch die Bundesregierung nimmt in ihrem Weißbuch an, dass sich in Zukunft in einzelnen Situationen Preisspitzen und damit sehr hohe Preise einstellen werden, die im Strommarkt 2.0 Investitionsanreize auslösen. Würden die Preise hingegen auf die genannten Grenzkosten gedeckelt, würden Investoren nur unteroptimal investieren und die Versorgungssicherheit könnte langfristig gefährdet werden. Deshalb muss es Ziel des Vorgehens der Kartellbehörde sein, zwischen zulässigen und unzulässigen Preisaufschlägen zu unterscheiden.

57. Vor dem Hintergrund dieses Beispiels spielt das Vorgehen von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur in Bezug auf die Überprüfung einer zulässigen Preissetzung eine erhebliche Rolle für das zu erwartende Preisniveau und die Finanzierung von Investitionen in Kraftwerkskapazität. Greifen die Aufsichtsbehörden unteroptimal in die Preissetzung ein, kommt es zu einem Marktmachtproblem und überhöhten Strompreisen. Besteht hingegen alleine die Erwartung, dass die Aufsichtsbehörden zu scharf intervenieren, dann entsteht ein Investitionsproblem mit Folgen für die Versorgungssicherheit. In ihrem Weißbuch hat die Bundesregierung vor diesem Hintergrund insbesondere zwei Maßnahmen in Bezug auf die kartellrechtliche Aufsicht vorgesehen, die das Vertrauen der Anbieter am Markt steigern sollen. Dies betrifft zum einen die Erstellung eines regelmäßigen Marktmachtberichtes durch das Bundeskartellamt, der Aufschluss darüber geben soll, ob Energieversorger marktbeherrschend sind und somit der Missbrauchsaufsicht unterliegen. Zum anderen wurde im Weißbuch der Bundesregierung angekündigt, dass Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur beabsichtigen, einen gemeinsamen Leitfaden zu erstellen, der Ausführungen zur Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabsatzmarkt sowie Ausführungen zur REMIT-Verordnung[73] enthält. Erwartet wird, dass auf Basis dieser Maßnahmen deutlich wird, in welchen Fällen ein bestimmtes Verhalten der handelnden Energieversorger zulässig ist und in welchen nicht.

2.2.3 Abgrenzung wettbewerbskonformer und missbräuchlicher Preise am Strommarkt

58. Bereits in ihrem 2015 erschienenen Sondergutachten hat sich die Monopolkommission intensiv mit der Problematik der Abgrenzung wettbewerbskonformer und missbräuchlicher Preise befasst.[74] Die nachfolgende Analyse führt diese Untersuchung weiter und stellt wichtige Zusammenhänge und Implikationen unter den aktuellen Bedingungen im deutschen Strommarkt zusammen.

59. Die Preissetzung am Strommarkt sowie Anreize und Möglichkeiten zum Marktmachtmissbrauch werden meist unter Zugrundelegung des Marktes für den erstmaligen Absatz produzierter Strommengen (Erstabsatzmarkt) ana-

---

[71] Werden diese Kosten gedeckt, spricht man in der Energiewirtschaft davon, dass diese Kraftwerke „im Geld“ sind. Bei der Überprüfung durch das Bundeskartellamt kam ein Algorithmus zum Einsatz, der zudem verschiedene Faktoren wie Standzeiten und Anfahrzeiten berücksichtigt und danach den optimalen Kraftwerkseinsatz approximiert.

[72] Auch in der Sektoruntersuchung wurde dieser Effekt von der Beschlussabteilung thematisiert. Darin bringt sie zum Ausdruck, dass im Ergebnis davon auszugehen sei, dass es marktbeherrschenden Unternehmen „grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Mark-up erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – totalen Durchschnittskosten zu decken“; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, a. a. O., S. 15 f. und 195.

[73] REMIT („Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency”) steht für eine im Oktober 2011 auf EU-Ebene erlassene Verordnung (Nr. 1227/2011), deren Ziel es ist, durch mehr Transparenz Marktmanipulationen und Insiderhandel auf den Energiegroßhandelsmärkten zu bekämpfen.

[74] Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 381 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

lysiert.[75] Relevant ist hierbei, dass die Anbieter auf diesem Markt tatsächlich über die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten physisch verfügen müssen. Nachfolgende Distributionsstufen und ihr Marktmachtpotenzial werden bei der Untersuchung des Erstabsatzmarktes ausgeblendet. In der Praxis ist allerdings davon auszugehen, dass auch von oder im Zusammenhang mit den Distributionsstufen Marktmacht ausgehen kann.[76] Auch Marktmanipulationen im Sinne der REMIT können auf Verhalten zielen, dass den Handel von Produkten auf den Distributionsstufen erfasst. Eine weitergehende Analyse anderer Marktstufen würde allerdings den Umfang dieser Untersuchung übersteigen, weshalb in die nachfolgende Betrachtung nur der Erstabsatzmarkt eingeschlossen wird.

60. Des Weiteren wird für eine Analyse des Strommarktes gewöhnlich beispielhaft der sog. Spotmarkt untersucht, auf dem kurzfristige Stromlieferungen gehandelt werden. Hierfür ursächlich ist insbesondere die Tatsache, dass beim Handel kurzfristiger Stromlieferungen Bedingungen vorliegen, die einen Missbrauch begünstigen. Dies betrifft vor allem eine geringe Nachfrageelastizität, die sich daraus ableitet, dass Endkunden oftmals nicht kurzfristig auf Stromlieferungen verzichten wollen bzw. können. Auf Terminmärkten besteht diese Restriktion auf der Nachfrageseite nicht in dem gleichen Maße, da den Nachfragern Zeit bleibt, die für den Eigenverbrauch oder die Bedienung von Lieferverpflichtungen benötigten Strommengen zu beschaffen. Allerdings wird der Strompreis auf Terminmärkten insbesondere durch Erwartungen der Preisveränderungen bis zum Lieferzeitpunkt beeinflusst, weshalb erwartete Veränderungen des Preisniveaus auf den Spotmärkten auch die Terminmärkte beeinflussen.

61. Von besonderer Bedeutung sind weiterhin Produkte, die Stromlieferungen für einzelne Stunden und Viertelstunden betreffen, die vortägig (day-ahead) oder untertägig (intraday) gehandelt werden. Vor allem aufgrund der sich stetig verändernden Nachfrage und der geringen Speicherbarkeit von Strom lassen sich diese Produkte auch nicht aggregiert betrachten. Die nachfolgenden Betrachtungen beschreiben somit jeweils ein einzelnes Stunden- bzw. Viertelstundenprodukt in verschiedenen Lastsituationen.

Analyse wettbewerbskonformer Preise

62. Die Preissetzung auf Stromgroßhandelsmärkten lässt sich auf Basis der Analyse typischer Lastsituationen beschreiben. Dabei wird gewöhnlich angenommen, dass die Nachfrage am Strommarkt in der kurzen Frist nur sehr schwach auf Preisanpassungen reagieren kann (Nachfragelastizität). Zwar enthält der Plan der Bundesregierung zum Strommarkt 2.0 Maßnahmen, durch die eine höhere Flexibilisierung der Nachfrage erreicht werden soll.[77] Allerdings ist derzeit weder auf der Basis theoretischer Überlegungen noch aufgrund von empirischen Belegen davon auszugehen, dass die Annahme einer in der sehr kurzen Frist allgemein eher schwach elastischen Nachfrage überholt wäre.[78] Das Angebot von Strom wird auf einem idealtypischen Markt durch die in der Höhe aufgereihten Grenzkosten der Kraftwerke beschrieben (Merit Order). Die Grenzkosten hängen von unterschiedlichen Kostenpositionen, bei Verbrennungskraftwerken, aber insbesondere von den Brennstoffpreisen ab. In den meisten Lastsituationen bildet sich der Marktpreis auf Basis des Schnittpunktes von Angebot und Nachfrage, wie in der linken Grafik (a) von Abbildung 2.4 ersichtlich. Der Preis entspricht hier den Grenzkosten des teuersten eingesetzten Kraftwerks, des sog. Grenzkraftwerks. Dieses Kraftwerk erwirtschaftet in dem Moment, in dem es das Grenzkraftwerk darstellt, auch keinen Beitrag zur Deckung seiner Fixkosten.

---

[75] Bis 2006 hatte das Bundeskartellamt noch einen bundesweiten Markt für die Belieferung von Weiterverteilern mit Elektrizität zugrunde gelegt. Für eine ausführliche Analyse zu der Frage, ob mit dem Erstabsatzmarkt eine angebotsbezogene Marktabgrenzung zugrunde zu legen ist; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 151 ff.

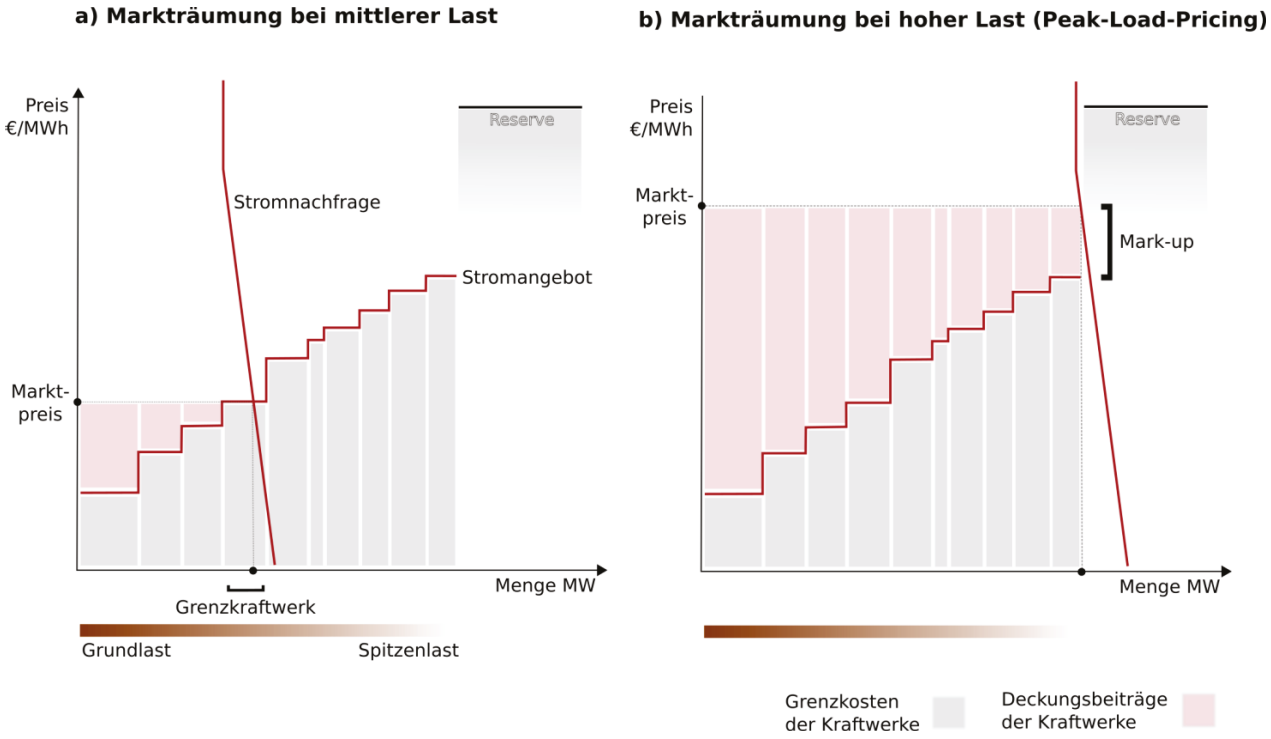
[76] Die Monopolkommission hat bereits in der Vergangenheit dem Bundeskartellamt empfohlen, eine nähere Prüfung der Distributionsmärkte zu erwägen; vgl. dazu Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 78 ff.

[77] BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), a. a. O.

[78] Vgl. Fn. 155 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abbildung 2.4: Markträumung in unterschiedlichen Lastsituationen



Quelle: Eigene Darstellung

63. Allerdings ist festzustellen, dass ein Wettbewerbsgleichgewicht, bei dem sich – wie in der zuvor betrachteten Lastsituation – ausschließlich Preise auf Höhe der Grenzkosten des letzten Kraftwerks einstellen, nicht zu auskömmlichen Investitionsanreizen in Kraftwerkskapazität führen würde. Ein entsprechender Preis könnte insbesondere die Finanzierung der bei maximaler Last preissetzenden Grenzkraftwerke grundsätzlich nicht sicherstellen, da diese niemals Deckungsbeiträge erwirtschaften könnten. Entsprechend würden Investitionen in diese Kraftwerke ausbleiben und eine Produktionslücke wäre die Folge. Deshalb ist im Strommarkt zudem die Preisbildung in einer Situation nahezu vollständiger Kapazitätsauslastung zu betrachten, in der der Preis wettbewerbskonform über die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks gehoben werden kann (Typ 1- Mark-up[79]). Dies trifft dann zu, wenn für die Stromerzeugung nicht ausreichend Kapazität zur Verfügung steht, um in einem Moment hoher Last die Nachfrage zu Grenzkosten des teuersten Kraftwerks zu befriedigen. In dieser Situation überbieten sich die Nachfrager so lange, bis einzelne von ihnen mit Lastabwurf reagieren und es zu einer Markträumung kommt.[80] Eine solche Preisbildung zu Hochlastzeiten wird auch Spitzenlasttarifierung (engl. Peak-Load-Pricing) genannt. In dieser Situation bestimmt die Nachfrage den Preis, wie in der rechten Grafik (b) von Abbildung 2.4 dargestellt. Die dadurch zeitweise entstehenden Preisspitzen können ein Vielfaches des durchschnittlichen Marktpreises betragen und lösen indirekt Investitionsanreize aus, womit – infolge des Zubaus von Kapazität – den hohen Preisen wieder entgegengewirkt wird. Der Markt steuert im Optimalfall die Kraftwerkskapazität auf diese Weise so, dass es nicht zu einem Versorgungsengpass oder zum Einsatz einer strategischen Reserve kommt.

---

79 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz 386 ff.

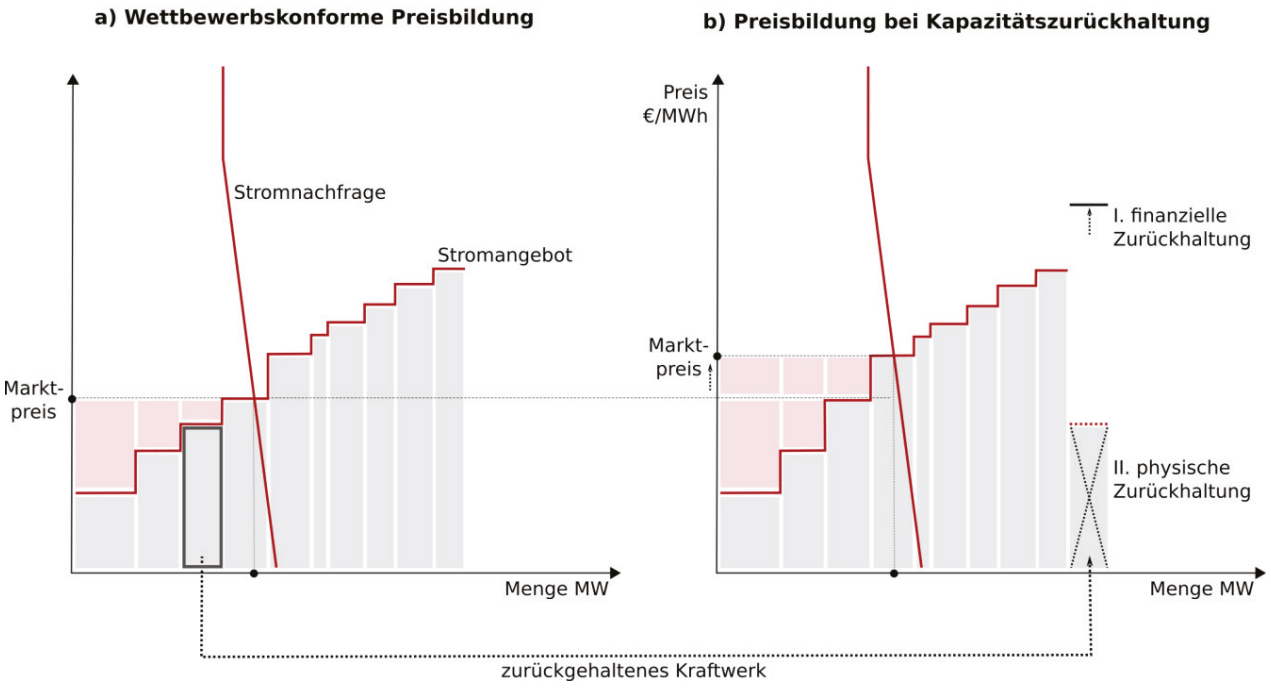
80 Dafür muss die Nachfrage jedoch ausreichend flexibel sein und zumindest teilweise auf den Preis reagieren können. Die mögliche Annahme, dass diese Flexibilität nicht ausreichend gegeben ist, ist ein wesentlicher Ausgangspunkt der Diskussion um den Bedarf an Kapazitätsmechanismen; vgl. ebenda.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Preismissbrauch durch Kapazitätszurückhaltung

64. Effizienz- und Verteilungsprobleme können erst dann entstehen, wenn es den Anbietern am Markt gelingt, den Preis über den wettbewerbskonformen Marktpreis zu heben. Eine klassische Methode marktmächtiger Unternehmen, den Preis anzuheben, ist die Zurückhaltung von Produktionskapazität. Im Fall der Energiewirtschaft könnte ein Anbieter von Kraftwerkskapazität den Output ganzer Kraftwerke drosseln oder einzelne Kraftwerksblöcke nicht produzieren lassen, obwohl die Erzeugungskosten niedriger als der Marktpreis liegen. Durch die Zurückhaltung eines Kraftwerkes, kommt automatisch ein teureres Kraftwerk zum Einsatz, sodass ein Preisanstieg (und nur bei elastischer Nachfrage ein Mengenrückgang) die Folge ist.[81] Zur Umsetzung dieser Strategie werden zwei Fälle unterschieden: zum einen die sog. physische Kapazitätszurückhaltung, bei der Kraftwerke, deren Marktpreis die Grenzkosten mindestens deckt, nicht eingesetzt werden, und die sog. finanzielle Kapazitätszurückhaltung, bei der die Kapazität dieser Kraftwerke zu überhöhten Preisen im Markt angeboten wird.[82] Beide Fälle können die in Abbildung 2.5 dargestellte Situation zur Folge haben, dass die Kapazität nicht eingesetzt wird, obwohl sich ihr Einsatz rentiert hätte.[83]

Abbildung 2.5: Wirkung von Kapazitätszurückhaltung



Quelle: Eigene Darstellung

---

[81] Aufgrund der derzeit noch geringen Reaktion der Nachfrage auf steigende Preise, fällt der Mengenrückgang voraussichtlich eher niedrig aus. Damit einhergehend ist festzustellen, dass die kurzfristigen Effizienzverluste in Folge des Missbrauches voraussichtlich weniger gravierend ausfallen, als die durch den Preisanstieg ausgelöste Umverteilung von Konsumenten zu Produzenten. Allerdings wird durch den Preisanstieg mittelfristig der Aufbau von Überkapazitäten angereizt, wodurch es zu Effizienzverlusten kommt.

[82] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, Bonn, Januar 2011, S. 117 f.

[83] Diese beiden Formen von Kapazitätszurückhaltung in Marktsituationen in denen keine Spitzenlasttarifierung vorliegt demonstriert auch das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel; vgl. ebenda, S. 115 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

65. Zu beachten ist, dass Kapazitätszurückhaltung nicht automatisch zu höheren Umsätzen führt. Im Moment der Kapazitätszurückhaltung lassen sich mit den betroffenen Kraftwerken keine Deckungsbeiträge erzielen.[84] Allerdings wirkt sich der höhere Preis so aus, dass andere produzierende Kraftwerke höhere Deckungsbeiträge erzielen. Die hierbei zusätzlich anfallenden Umsätze müssen die entgangenen Deckungsbeiträge bei dem zurückgehaltenen Kraftwerk eines Anbieters überkompensieren, damit sich unilaterale Anreize für Kapazitätszurückhaltung ergeben. Zur Ex-Post-Überprüfung der Marktsituation vor diesem Hintergrund wurde der in Abschnitt 2.3.4 dieses Gutachtens berechnete RWC-Index konstruiert.

Wirkung physischer Kapazitätszurückhaltung eines systemrelevanten Anbieters (Pivotalität)

66. In der wissenschaftlichen Diskussion über Preismissbrauchsanreize im Stromsektor besteht Einigkeit, dass Anreize für einen besonders schwerwiegenden Marktmachtmissbrauch vorliegen, wenn Anbieter für die Bedienung des Marktes systemrelevant sind. Dies ist dann der Fall, wenn die Kapazitäten eines Anbieters erforderlich sind, um die Nachfrage zu bedienen. Ein systemrelevanter Anbieter wird in der ökonomischen Analyse auch als „pivotal", die Marktsituation als „Pivotalität" bezeichnet. Pivotalität ist deshalb als besonders problematisch einzustufen, da es entsprechenden Stromversorgern ermöglicht, Situationen der Spitzenlasttarifierung strategisch auszulösen und somit erhebliche Preisausschläge zu verursachen.

67. Die Wirkung von physischer Kapazitätszurückhaltung im Fall von Pivotalität demonstriert Abbildung 2.6. Die linke Grafik (a) zeigt eine Marktsituation zu einem Zeitpunkt hoher Last. Zu diesem Zeitpunkt kann der Kraftwerkspark die Nachfrage nach Strom noch vollständig decken, sodass sich ein Preis auf Höhe der Grenzkosten des teuersten produzierenden Kraftwerks einstellt. Durch die Zurückhaltung eines Kraftwerks, etwa mit der Begründung von technischen Problemen, übersteigt die Nachfrage das Angebot und es kommt zu der in der rechten Grafik (b) dargestellten Situation, die der als Spitzenlasttarifierung beschriebenen Preissetzung durch die Nachfrage gleicht (Preis 1). Anders als in einer wettbewerbskonformen Situation der Spitzenlasttarifierung wird diese hier jedoch durch die Zurückhaltung von Kraftwerkskapazität ausgelöst, sodass die Mark-ups auf die Grenzkosten des letzten eingesetzten Kraftwerks auf einen Marktmachtmissbrauch zurückzuführen sind (Typ-2-Mark-ups)[85]. Durch die Zurückhaltung von Erzeugungskapazität erhöht der Kraftwerksbetreiber jedoch das Risiko eines Stromausfalls, da es dann wahrscheinlicher wird, dass im Falle einer preisunelastischen Nachfrage die Nachfrage das Angebot übersteigt. Die Einrichtung der Kapazitätsreserve beugt jedoch einem Stromausfall vor und wirkt so begünstigend auf die Gefahr von physischer Kapazitätszurückhaltung. In Abbildung 2.6 wird bei Berücksichtigung der einer veränderten Nachfragesituation (gestrichelte Linie) ersichtlich, dass eine Zurückhaltung in einem strategischen Einsatz der Reserve und einem Preisniveau auf Höhe des Auslösepreises (Preis 2) resultieren kann.

68. Pivotalität kann systembedingt auch dann auftreten, wenn die Ausstattung eines Marktes mit Erzeugungskapazität höher ist als optimal. Kontrolliert ein Anbieter z. B. 25 Prozent aller Erzeugungsanlagen, dann ist er bereits bei einer Nachfrage, die einen Auslastungsgrad von über 75 Prozent verursacht, pivotal. Da die Nachfrage und die Einsatzkosten und Einsatzmöglichkeiten von Kraftwerken regelmäßig schwanken, kann die Systemrelevanz bei einzelnen Produkten wechselnd vorliegen und muss für diese im Einzelnen z. B. durch Berechnung des RSI (siehe Abschnitt 2.3.3 in diesem Gutachten) geprüft werden. Bedeutend ist in diesem Fall auch die Wirkung der missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung auf die vorgehaltene Kapazität. Mark-ups auf die Grenzkosten des letzten Kraftwerks stellen sich so gegebenenfalls bei sehr viel niedrigeren Auslastungsgraden ein als im Fall der wettbewerbskonformen Spitzenlasttarifierung. Die hohen Preise können deshalb (gegebenenfalls erhebliche) Überkapazitäten in der Stromerzeugung langfristig finanzieren.

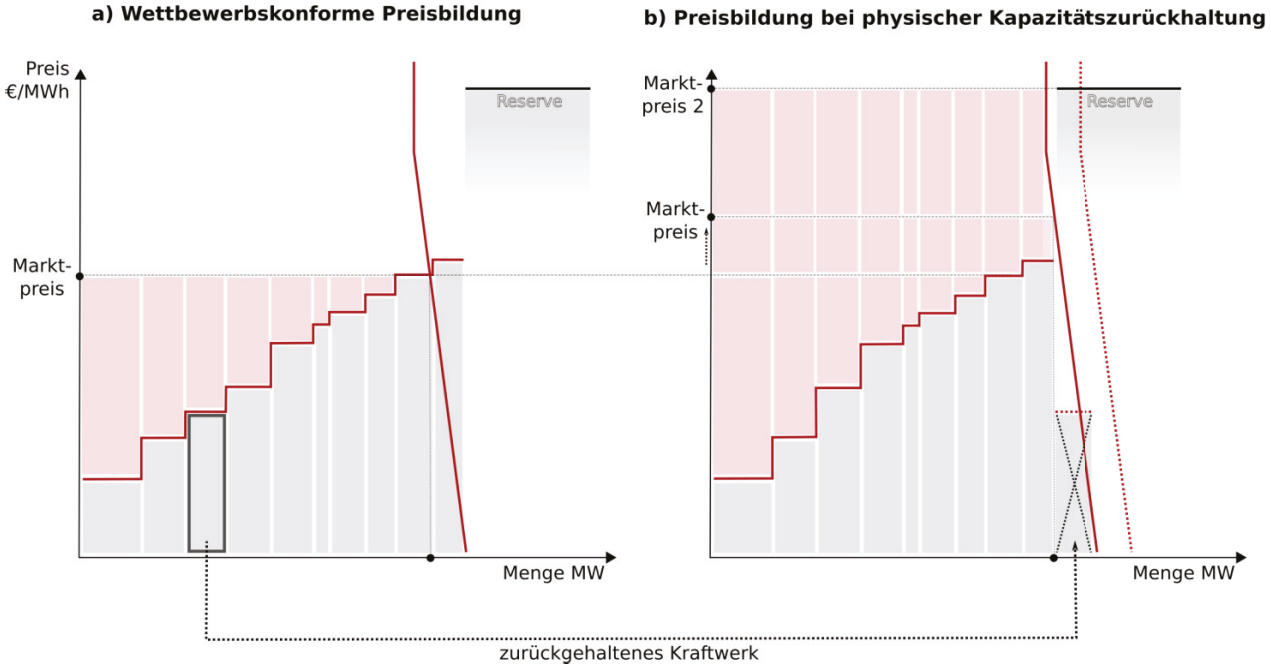
---

[84] Wird eine elastische Nachfrage angenommen, resultiert die Preiserhöhung auch in einem Nachfragerückgang. In der Praxis dürfte dieser jedoch aufgrund der geringen Echtzeit-Flexibilität der Nachfrage bisher kaum spürbar sein.

[85] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 391 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abbildung 2.6: Wirkung physischer Kapazitätszurückhaltung in einer Spitzenlastsituation



Quelle: Eigene Darstellung

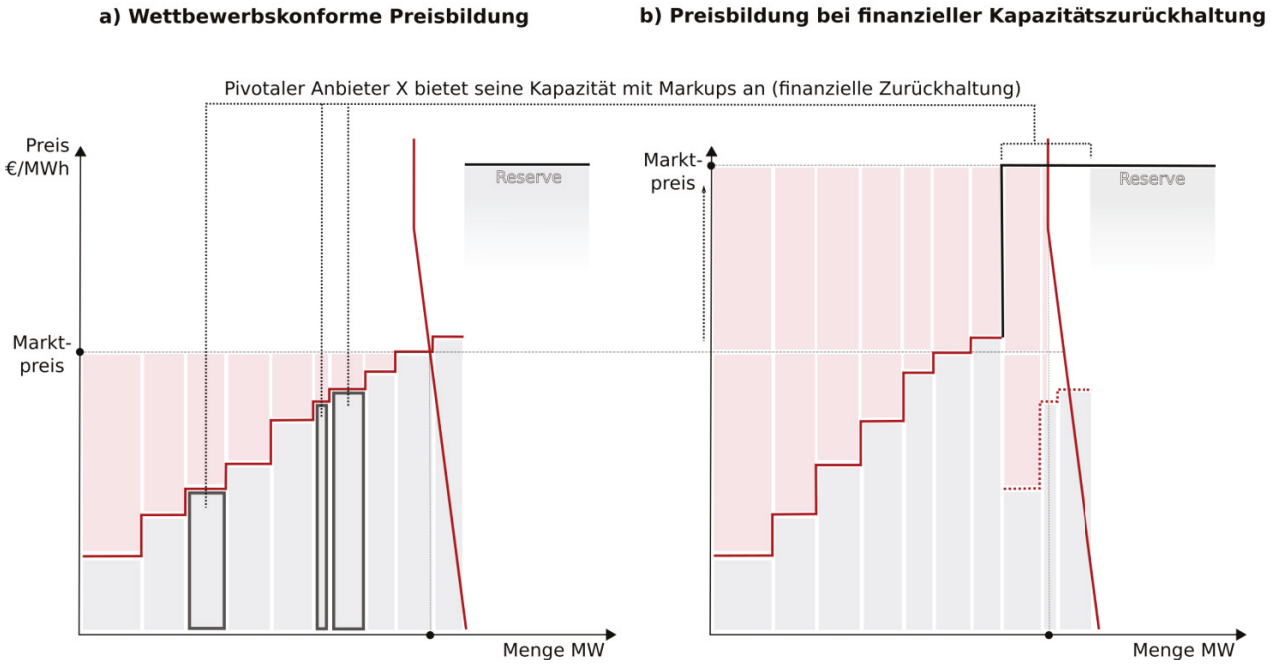
Wirkung finanzieller Kapazitätszurückhaltung eines systemrelevanten Anbieters (Pivotalität)

69. Gegenüber der zuvor dargestellten Form physischer Kapazitätszurückhaltung sind die Auswirkungen von finanzieller Kapazitätszurückhaltung auf einen Anbieter mit pivotaler Marktmacht ähnlich. In diesem Fall hält der Anbieter jedoch keine Kapazität zurück, sondern bietet Kapazität zu einem überhöhten Preis auf dem Markt an. Da die Nachfrage auf die Kapazitätsbereitstellung angewiesen ist, stellt sich stets der geforderte Preis auf dem Markt ein, wie in Abbildung 2.7 dargestellt. Der dabei maximal mögliche Preis liegt entweder auf Höhe der (ggfs. durch das technische Gebotslimit begrenzten) maximalen Zahlungsbereitschaft (VoLL) oder– wie in der Abbildung dargestellt – auf Höhe des Eingriffspreises einer Reserve.

70. Die Umsetzung finanzieller Kapazitätszurückhaltung bietet dem pivotalen Anbieter gegenüber der physischen Kapazitätszurückhaltung Vor- und Nachteile. So kann ein Energieversorger die finanzielle Kapazitätszurückhaltung nicht mit technischen Problemen einzelner Kraftwerke begründen. Allerdings muss zur Optimierung des Umsatzes der Zurückhaltungsbedarf nicht vorab genau bekannt sein. Dies bedeutet, der Anbieter läuft nicht Gefahr, versehentlich „zu viel“ Kapazität zurückhalten, um den gewünschten Preis und bei diesem den höchstmöglichem Einsatz eigener Kapazität zu erreichen. Im Falle physischer Kapazitätszurückhaltung würde eine zu hohe Zurückhaltung hingegen zum Einsatz der Reserve führen, sodass ein Teil der Last durch die Reserve und nicht mehr durch den pivotalen Anbieter bedient würde.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abbildung 2.7: Wirkung finanzieller Kapazitätszurückhaltung in einer Spitzenlastsituation



Quelle: Eigene Darstellung

2.2.4 Erwartungen an den Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht und Marktmanipulation

71. Da der Erfolg des Konzeptes der Bundesregierung im Sinne eines effizienten Strommarktdesigns einen wirksamen Wettbewerb im Stromgroßhandelsmarkt voraussetzt, stellt die Gefahr von Marktmacht und die darauf basierenden Preisen ein zentrales Problem dar. Wie zuvor dargestellt, kann pivotale Marktmacht auch bei vorhandener Überkapazitäten vorliegen.[86] Lassen sich in diesem Moment Typ-2-Mark-ups durch Ausübung dieser Marktmacht erzielen, werden die auf dem deutschen Markt derzeit noch vorhandenen Überkapazitäten möglicherweise nicht ausreichend abgebaut, sondern langfristig durch ein überhöhtes Preisniveau finanziert. Deshalb sind die Aufsichtsbehörden aufgerufen, die Ausübung von Marktmacht wirksam zu unterbinden. Das Konzept der Bundesregierung zum Strommarkt 2.0 hat die Aufsichtsbehörden daher in eine schwierige Situation versetzt. Gehen sie allerdings zu rigide vor und verhindern so auch Typ-1-Mark-ups auf Basis wettbewerbskonformer Spitzenlasttarifierung, dann unterbinden sie auf diese Weise auch ein ausreichendes Investitionsniveau und gefährden durch ihr Eingreifen die Versorgungssicherheit. Bereits unsichere Erwartungen über das Eingreifen der Kartellbehörden können Einfluss auf die Preisbildung und die Investitionstätigkeit haben. Die Bundesregierung hat deshalb bereits 2015 in ihrem Weißbuch einen Leitfaden des Bundeskartellamtes angekündigt, der Transparenz über die kartellrechtliche Bewertung von tatsächlich entstehenden Preisaufschlägen schaffen soll.[87] Der Leitfaden ist mittlerweile als gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur angekündigt und soll neben der Anwendung des kartellrechtlichen Missbrauchsverbots auch die Anwendung des Marktmanipulationsverbots gemäß Art. 5 REMIT einbeziehen. Zwischen dem 1. April 2016 und dem 31. Mai 2016 hat das Bundeskartellamt eine Kon-

---

[86] Vgl. Tz. 68 in diesem Gutachten.

[87] Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), a. a. O., S. 61.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

sultation durchgeführt[88] und hat dazu von insgesamt acht Unternehmen Stellungnahmen erhalten.[89] Die Veröffentlichung des Leitfadens steht zum Zeitpunkt des Abschlusses dieses Gutachtens noch aus.

72. In den während der Vorbereitung dieses Gutachtens durchgeführten Anhörungen und Gesprächen haben Marktakteure gegenüber der Monopolkommission ihre Erwartungen an den Leitfaden zum Ausdruck gebracht. Dabei wurde auch die Dringlichkeit betont, möglichst bald eine höhere Sicherheit über die Voraussetzungen des Eingreifens der Aufsichtsbehörden zu erhalten, auch wenn der Markt derzeit noch durch niedrige Preise und Überkapazitäten gekennzeichnet sei. Durch Stilllegungen von Kraftwerken und den Atomausstieg würden diese Überkapazitäten zwar erst in einigen Jahren abgebaut. Allerdings basiere der heutige Terminhandel auf den Erwartungen über die Knappheitsrelationen zu zukünftigen Zeitpunkten. Auch die Monopolkommission misst der Veröffentlichung des Leitfadens eine große Bedeutung bei. Sie betont jedoch, dass vor dem Hintergrund der dargestellten Bedeutung der kartellbehördlichen Eingriffe für die Effizienz des Strommarktes, der Leitfaden die ökonomischen Zusammenhänge besonders sorgfältig berücksichtigen muss. Der Leitfaden soll Klarheit über die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung und die Reichweite der Missbrauchsaufsicht schaffen.

73. Es ist notwendig, dass der Leitfaden die Sicht der Behörden auf die Abgrenzung zwischen Marktmanipulation und Marktmachtmissbrauch verdeutlicht. Hierbei ist für den Bereich der Missbrauchsaufsicht davon auszugehen, dass die Leitlinien auf den in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel vorgelegten Untersuchungsmethoden aufbauen werden. Danach lässt sich das Vorgehen des Bundeskartellamtes bei einer Missbrauchsprüfung allgemein in die folgenden drei zentralen Punkte aufgliedern:

1. Marktbeherrschungsschwelle: In der Sektoruntersuchung hat das Bundeskartellamt die Ahndung eines Missbrauchs gemäß § 19 GWB an die vorausgesetzte Marktbeherrschung an die Ergebnisse einer Untersuchung des Residual Supply Index (RSI) geknüpft, den auch die Monopolkommission regelmäßig berechnet (vgl. Abschnitt 2.3.3 dieses Gutachtens).

2. Verhaltensprüfung: Praktisch erfolgte die Überprüfung des Marktverhaltens auf missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung, indem geprüft wurde, ob Kraftwerke nicht eingesetzt wurden, die ihre Grenz- bzw. Inkrementalkosten erwirtschaftet hätten.[90]

3. Rechtfertigung: Wird in der Prüfung eine Kapazitätszurückhaltung durch ein marktbeherrschendes Unternehmen festgestellt, so ist dieses Verhalten gegebenenfalls dann nicht als Missbrauch zu ahnden, wenn die sich am Markt infolge der Zurückhaltung ergebenden Preise notwendig sind, um eine Kostenunterdeckung abzuwenden.[91]

Zu erwarten ist, dass durch den Leitfaden insbesondere in Bezug auf die genannten drei Teilaspekte eine Konkretisierung erfolgen wird. In diesem Zusammenhang sollten aus Sicht der Monopolkommission die im Folgenden dargelegten Überlegungen berücksichtigt werden.

---

88 Vgl. BKartA, Pressemitteilung vom 1. April 2016, http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2016/01_04_2016_Fragebogen_Leitfaden_Stromerzeugung.html?nn=8015348, Abruf am 31. August 2017.

89 Die Stellungnahmen sind auf der Webseite des Bundeskartellamtes abrufbar: http://www.bundeskartellamt.de/DE/Missbrauchsaufsicht/Konsultation_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung/Konsultation_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung_node.html, Abruf am 31. August 2017.

90 Vgl. auch Tz. 55 in diesem Gutachten.

91 Hierzu die Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, in der die Deckung der „totalen Durchschnittskosten“ als sachlicher Rechtfertigungsgrund angenommen wird; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, a. a. O., S. 15 f. und 195.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Feststellen der Markbeherrschung

74. Die Feststellung der Marktbeherrschung auf Basis der Erhebung des RSI erscheint der Monopolkommission im Grundsatz geeignet.[92] Der RSI wurde entwickelt, um pivotale Marktstellungen zu identifizieren, die mit erheblicher Marktmacht und auch mit Marktbeherrschung einhergehen. Allerdings hat die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten zum Ausdruck gebracht, dass sie eine Überprüfung der dabei angelegten jahresbasierten Marktabgrenzung als notwendig erachtet.[93]

75. Das Bundeskartellamt hat in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel die Marktbeherrschung auf Jahresbasis überprüft. Um aus dem durch das Amt auf Stundenbasis berechneten RSI einen Jahreswert zu ermitteln, hat das Amt eine kritische Schwelle von 5 Prozent der Jahresstunden (438 Stunden) festgelegt, in denen der RSI einen Grenzwert nicht überschreiten sollte. Erst wenn innerhalb eines Jahres bei einem Anbieter Pivotalität in einer auf bzw. über dieser Grenze liegende Zahl an Stunden festzustellen ist, geht das Bundeskartellamt von Marktbeherrschung aus. Unternehmen, die nicht marktbeherrschend sind, sollen nicht daran gehindert werden, ihre Kapazitäten zu beliebigen Preisen am Markt anzubieten.[94] Die Transparenz zur Marktstellung der Energieversorger soll durch einen mit dem Strommarktgesetz eingeführten Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes erhöht werden.[95] Dieser Bericht soll nach Auskunft der Bundesregierung „den Unternehmen eine gute Orientierung bei der Beurteilung der Frage geben, ob sie für zurückliegende Zeiträume als marktbeherrschend eingeordnet werden." Die Bundesregierung geht weiter davon aus, dass sie darauf basierend „auch besser einschätzen können, ob sie aktuell marktbeherrschend sind."[96]

76. Demgegenüber hält es die Monopolkommission für erforderlich, den Markt zeitlich nicht auf das Kalenderjahr bezogen, sondern auf Basis einzelner Stunden- bzw. Viertelstundenprodukte für Strom abzugrenzen.[97] Ursächlich dafür ist, dass aufgrund der sehr eingeschränkten Speicherbarkeit von Strom die Stromlieferungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten nicht hinreichend miteinander im Wettbewerb stehen. Allerdings ändert sich die Marktsituation (insbesondere in Bezug auf die kurzfristig schwankende Nachfrage) laufend, sodass beim Handel für einen bestimmten Lieferzeitpunkt Wettbewerb herrschen kann (sog. unkritischer RSI), während zum darauffolgenden Lieferzeitpunkt pivotale Marktmacht feststellbar sein könnte. Demzufolge wird der RSI auch nicht auf Basis eines Jahresdurchschnitts oder eines bestimmten Zeitpunktes im Jahr berechnet (wie es etwa bei Marktanteilen der Fall ist), sondern stündlich (bzw. viertelstündlich). Vor diesem Hintergrund liegen auch nur in einzelnen Lieferzeitpunkten, d. h. Stunden bzw. Viertelstunden, relevante Mengen eines Anbieters vor, die nach Auffassung der Monopolkommission jeweils für diesen Zeitpunkt eine Marktbeherrschung nach § 18 Abs. 1 GWB begründen.[98]

---

92 Allerdings könnte die Marktbeherrschung zusätzlich auch auf weitere Indikatoren, etwa auf den Return on Withholding Capacity Index (RWC) gestützt werden, der ebenfalls Situationen kennzeichnet, in denen sich einem Anbieter Anreize und Möglichkeiten zur Kapazitätszurückhaltung bieten; vgl. Abschnitt 2.3.4 in diesem Gutachten.

93 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 416.

94 Das Bundeskartellamt führt dazu aus: „kartellrechtliches Missbrauchsverbot lässt sogar solche Preisspitzen zu, die von Nicht-Marktbeherrschern gezielt herbei geführt werden". Hierbei erscheint zumindest fragwürdig, dass vom Bundeskartellamt ein Fall angenommen wird, indem ein Energieversorger nicht marktbeherrschend ist, aber Preisspitzen gezielt herbeiführen kann; vgl. BKartA, Preisbildung im Stromgroßhandel in Knappheitssituationen, Anlage zur Konsultation zur Erstellung eines Leitfadens für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung, Folie 9, www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sonstiges/Fragebogen_Konsultation_Leitfaden_Stromerzeugung.pdf, Abruf am 31. August 2017.

95 Vgl. § 53 Abs. 3 Satz 2 und 3 GWB.

96 Stellungnahme der Bundesregierung zum Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes „Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende", BT-Drucksache 18/6432 vom 15. Oktober 2016, S. 10.

97 Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 412 ff.

98 Das Gewicht einer pivotalen Stellung wird auch an einem einfachen Rechenbeispiel deutlich: So könnte ein pivotaler Energieversorger in einer einzigen Stunde der Pivotalität eine Umsatzerhöhung von z. B. EUR 203 Mio. durchsetzen, wenn es ihm gelingt, bei einer angenommenen Gesamtnachfrage von 70 GW durch Kapazitätszurückhaltung eine Preisspitze von 3000 EUR/MWh zu verursachen, wenn sich ohne die Kapazitätszurückhaltung ein regulärer Preis von 100 EUR/MWh eingestellt hätte.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

77. Die Diskussion um die zeitliche Abgrenzung des Erstabsatzmarktes wird zum Teil auch im Zusammenhang mit dem Ziel höherer Transparenz für die Energieversorger geführt. In den Stellungnahmen zu Konsultationen des Bundeskartellamtes und der Monopolkommission betonen mehrere Energieversorger, dass sie ihre Marktstellung vorab einschätzen können müssten. Nur so sei es ihnen möglich, bei fehlender Marktbeherrschung mit hohen Preisen in den Markt zu bieten. Einzelne Marktteilnehmer sehen in diesem Zusammenhang die Auffassung der Monopolkommission kritisch, da die geforderte und auf Lieferzeitpunkte bezogene Marktbeherrschung keine verlässlichen Möglichkeiten böte, eine marktbeherrschende Position vorab zu antizipieren. Allerdings wird von Energieversorgern auch die jährliche Marktabgrenzung auf Basis des RSI kritisiert, die das Bundeskartellamt vorschlägt. Diese ist aus ihrer Sicht deshalb problematisch, weil diese stets retrospektiv auf ein abgelaufenes Kalenderjahr gerichtet ist, in dem der Schwellenwert pivotaler Stunden insgesamt überschritten sein muss. Insofern würde auch der von der Bundesregierung neu eingeführte Marktmachtbericht den Unternehmen keine Sicherheit bieten. In diesem könnte lediglich festgestellt werden, ob in bereits abgelaufenen Zeiträumen ein Unternehmen über eine marktbeherrschende Stellung verfügt hat; nicht aber, ob dies innerhalb eines laufenden Jahres der Fall sein wird.[99]

78. Tatsächlich erscheint eine auf Jahresbasis angelegte Definition der Marktbeherrschung inhaltlich angreifbar. Denn hierbei werden faktisch Phasen strukturell relevanter Marktmacht aufsummiert, um anhand definierter Grenzen – die nicht auf einer theoretischen, empirischen oder auch gesetzlichen Grundlage basieren –, die Marktbeherrschung festzulegen. Die inhaltlichen Probleme dieses Vorgehens werden bei Zugrundelegung eines Grenzfalls deutlich: Einem Energieversorger, der in den Monaten Januar bis 30. Dezember eines Jahres in 437 Stunden über eine pivotale Stellung verfügte und der den Preis in diesen Stunden gravierend beeinflusst hat, könnte nach den dargestellten Kriterien nur dann Marktmachtmissbrauch vorgeworfen werden, wenn er am 31. Dezember in mindestens einer weiteren Stunde pivotal war. Dies ist auch unabhängig davon möglich, ob der Energieversorger in dieser Stunde tatsächlich seine Marktmacht genutzt hat oder nicht.

79. Die Monopolkommission empfiehlt daher, in dem Leitfaden auf die Definition einer Grenze pivotaler Stunden als Voraussetzung für die Marktbeherrschung zu verzichten. Zur Unterscheidung zwischen wettbewerbskonformen und auf Marktmachtmissbrauch basierenden Preisen ist eine solche Grenze nicht geeignet. Sie kann zudem auch nicht die gewünschte Transparenz für die Anbieter im Markt gewährleisten. Vor diesem Hintergrund sollte die Marktabgrenzung, ökonomisch stringent, an die gehandelten Stunden bzw. Viertelstundenprodukte gekoppelt werden. Dieses Vorgehen hätte keinen erkennbar höheren Aufwand für das Verfahren der Kartellbehörde im Rahmen einer Ex-post-Überprüfung der Marktbeherrschung zur Folge. Im Rahmen der Verhaltensprüfung könnte sich die Behörde jedoch auf die Überprüfung solcher (Viertel)Stunden beschränken, in denen ein Unternehmen aufgrund seiner Marktposition den Preis signifikant beeinflussen konnte. Zwar könnten die Energieversorger auch auf Basis dieser Vorgehensweise nicht zielsicher vorhersehen, ob sie in einer bestimmten Situation marktbeherrschend sind. Eine solche Transparenz, die eine zielsichere Prognose über das Vorliegen struktureller Positionen ermöglicht, ist durch die Anwendung des Prüfverfahrens aber auch nicht herstellbar. Allerdings kann eine Transparenz für die Energieversorger dadurch geschaffen werden, dass der Leitfaden für die Verhaltensprüfung klare Kriterien zur Beurteilung eines Missbrauchs definiert. Diese Kriterien sollen es Energieversorgern ermöglichen, ihr Angebotsverhalten zu überprüfen. Hierzu werden nachfolgend weitere Überlegungen vorgestellt.

Vorgehen bei der Verhaltensprüfung im Rahmen der Missbrauchsprüfung

80. Das in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel dokumentierte Vorgehen der Kartellbehörde, den Missbrauch von Marktmacht dadurch zu identifizieren, dass der Nichteinsatz von Kraftwerken (bzw. Kraftwerksblöcken) überprüft wird, ist im Grundsatz geeignet, um auf Marktmacht basierende Preisüberhöhungen zu identifizieren. Den Nichteinsatz von Kraftwerken hatte das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung auf Basis

---

[99] Vor diesem Hintergrund hatte sich die Monopolkommission auch gegen die Einführung eines Marktmachtberichts ausgesprochen. Zudem hat sie darauf hingewiesen, dass bereits vor Einführung des Marktmachtberichts ein angemessenes Monitoring, z. B. durch das Sondergutachten der Monopolkommission, stattgefunden hat. Auch kann die Monopolkommission zur Verbesserung ihrer Datengrundlage auf Basis von § 47c Abs. 3 GWB auf die Daten der Markttransparenzstelle zurückgreifen; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 417.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

der (dort als Grenzkosten bezeichneten) Inkrementalkosten für den Einsatz eines Kraftwerksblockes geprüft. Setzt ein Energieversorger einen Kraftwerksblock nicht ein, der seine Inkrementalkosten bei einem Einsatz hätte erwirtschaften können, dann wird dies als Anhaltspunkt für missbräuchliches Verhalten gewertet. Durch diese Vorgehensweise werden Mark-ups, die auf Basis wettbewerbskonformer Spitzenlasttarifierung entstehen, im besten Fall nicht verhindert. Die Anwendung dieses Konzeptes kann aber auch Probleme mit sich bringen. Hier sind durch den Leitfaden verschiedene Fragen von grundsätzlicher Bedeutung zu klären, die den Unternehmen Sicherheit über die Zulässigkeit ihres Verhaltens geben sollen.

81. In dem Leitfaden des Bundeskartellamtes wird insbesondere zu klären sein, wie die Inkrementalkosten des Kraftwerkseinsatzes im Fall einer Prüfung berechnet werden. Diese Kalkulation werden Stromversorger danach zugrunde legen können, um zu bewerten, ob ihr Gebotsverhalten mit den kartellrechtlichen Normen vereinbar ist. Ein besonderes Problem bei der Bemessung zulässiger Kosten durch die Kartellbehörde existiert, wenn der Einsatz von Kraftwerken auf Basis von Opportunitätskosten vorgenommen wird. Besonders relevant ist dies bei Speicherkraftwerken, deren Einsatz nur geringe unmittelbare Kosten auslöst. Solche Kosten entstehen vor allem dadurch, dass die Speicher nicht zu einer anderen Zeit (und bei womöglich höheren Preisen) geleert werden können. Ein anderes Problem der Kostenkalkulation entsteht dann, wenn als Vergleichspreis für die berechneten Inkrementalkosten vortägige Preise zugrunde gelegt werden. Der vortägige Handel betrifft dabei sehr kurzfristige Termingeschäfte. Wird beim Vergleich der Inkrementalkosten mit vortägigen Preisen festgestellt, dass Kraftwerke nicht eingesetzt worden sind, so kann dies darauf zurückzuführen sein, dass ein Händler auf Preissteigerungen bis zum Liefertag spekuliert hat, es aber infolge zu Preissenkungen gekommen ist. Sollten (z. B. aus Praktikabilitätsgründen) jedoch vortägige Preise als Vergleichspreise zugrunde gelegt werden, dann müsste die Erwartung einer möglichen Preisveränderung in den Inkrementalkosten berücksichtigt werden. Schließlich stellt sich das Problem, dass einzelne Heizkraftwerke ihren Umsatz nicht ausschließlich mit dem Stromvertrieb verdienen und ihr Einsatz daher zeitweise durch den Verkauf von Wärme bestimmt wird. Fraglich ist, wie die Prüfung bei diesen Kraftwerken umgesetzt werden könnte.

82. Erforderlich ist weiter, dass in einem Leitfaden angemessene Sicherheitsaufschläge auf die zum Vergleich herangezogenen Inkrementalkosten definiert werden. Sicherheitszuschläge können ausschließen, dass die bei der Erhebung der Kosten entstehenden Erhebungsungenauigkeiten nicht zu einer strengeren Missbrauchsprüfung führen, als dies angemessen wäre. Außerdem sollte berücksichtigt werden, dass sich auf vielen anderen Märkten (die grundsätzlich durch wirksamen Wettbewerb gekennzeichnet sind) keine Preise einstellen, die jederzeit auf Höhe der Grenzkosten liegen. Eine so strikte Interpretation, dass der Preis nicht oder nur in Ausnahmefällen die Grenzkosten überschreiten darf, ist nach Auffassung der Monopolkommission weder in § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB (Vergleichsmaßstab: Entgelte, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden) noch in § 29 GWB (Maßstab: Entgelte, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten) angelegt. Im Prüfkonzept des Bundeskartellamtes werden Grenzkosten durch die inkrementellen Kosten des Kraftwerkseinsatzes approximiert. Entsprechend sollte der Sicherheitszuschlag berücksichtigen, dass auch marktbeherrschende Energieversorger ihre Kapazität zu Preisen anbieten dürfen, die in einem angemessenen Rahmen von den Inkrementalkosten abweichen.

83. Schließlich ergibt sich ein weiteres Problem dadurch, dass im Fall physischer Kapazitätszurückhaltung der Nichteinsatz von Kraftwerken mit technischen Störungen begründet werden könnte. In der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel hatte das Bundeskartellamt die so begründeten Ausfälle nicht weiter geprüft.[100] Um einen wirksamen Schutz vor Marktmachtmissbrauch zu bewerkstelligen, ist jedoch ein Konzept erforderlich, nach dem auch eine Kontrolle gemeldeter Kraftwerksausfälle erfolgt.

---

[100] Im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel des Bundeskartellamtes zeigte sich, dass häufig etwa ein Viertel der Kraftwerke aus technischen Gründen (Revision, ungeplante Kraftwerksausfälle etc.) nicht eingesetzt werden konnte und aus der damals vorgenommenen Überprüfung herausfallen musste. Die sachliche Richtigkeit der von den Unternehmen zu den Ausfällen gemachten Angaben hatte das Amt nicht detailliert überprüft. Die Monopolkommission hatte in ihrer Würdigung der Sektoruntersuchung dieses Problem der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht hervorgehoben; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 484 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Vorgehen bei der Prüfung einer sachlichen Rechtfertigung (Kostenunterdeckung)

84. Als sachliche Rechtfertigung überhöhter Preise wird auch für den Stromgroßhandel eine mögliche Kostenprüfung diskutiert. Danach könnte ein im ersten Schritt als Missbrauch identifiziertes Verhalten wie die Preiserhöhung durch Kapazitätszurückhaltung gegebenenfalls dann sachlich gerechtfertigt sein, wenn diese es dem Unternehmen lediglich erlauben, seine Kosten zu decken. Über eine sachliche Rechtfertigung für eine Kostenunterdeckung hatte der Bundesgerichtshof im Verfahren „Flugpreisspaltung" zu entscheiden. Darin hatte dieser für Verfahren nach § 19 GWB festgestellt, dass Anhaltspunkte für einen Missbrauch entfallen können, sollte ein Unternehmen mit den erhöhten Preisen seine Kosten nicht decken können.[101]

85. Die Monopolkommission sieht in der Prüfung der Kostendeckung allerdings kein Instrument, das wirksam wäre, um die Missbrauchsprüfung im Fall des Stromgroßhandels gegen über- bzw. unteroptimale Eingriffe robuster zu machen und gegebenenfalls positive Wirkungen auf die Versorgungssicherheit zu entfalten. Hierbei ist vor allem zu betonen, dass die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes einen Eingriff der Missbrauchsaufsicht bei einer Kostenunterdeckung nur dann ausschließt, wenn zuvor von dem betroffenen Unternehmen alle Rationalisierungsreserven ausgeschöpft wurden. Dies kann so interpretiert werden, dass der Bundesgerichtshof nicht die Auffassung vertritt, dass eine Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung für eine Kapazitätszurückhaltung angeführt werden kann, wenn dadurch ineffiziente Kraftwerke (d. h. Überkapazitäten) finanziert werden. Um dies jedoch auszuschließen, müsste zunächst festgestellt werden, welche Kraftwerke eines marktbeherrschenden Anbieters in einer Situation optimaler Kapazitätsausstattung am Markt refinanzierbar wären.[102] Diese Determinierung des optimalen Kraftwerksparks ist jedoch die wesentliche Schwierigkeit, die im Konzept Strommarkt 2.0 dem Markt überlassen werden sollte. Allein dies macht deutlich, dass die Prüfung der Kostenunterdeckung an ökonomische Grenzen stößt.

86. Vor diesem Hintergrund kann nach Ansicht der Monopolkommission dem Verfahren der Prüfung einer Kostenunterdeckung als sachliche Rechtfertigung des Vorwurfs einer Kapazitätszurückhaltung keine hohe Wirkung im Hinblick darauf zugeschrieben werden, dass Energieversorger im Stromgroßhandel auf die Zulässigkeit eines bestimmten Verhaltens vertrauen können. Die Prüfung der Kostenunterdeckung sollte somit für die Missbrauchsprüfung im Stromgroßhandel auch nicht obligatorisch erfolgen.

Fazit

87. Die Monopolkommission stellt fest, dass eine zeitnahe Veröffentlichung des angekündigten Leitfadens erforderlich ist, um Klarheit über die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung und die Reichweite der Missbrauchsaufsicht und des Marktmanipulationsverbotes herbeizuführen. In Bezug auf die Missbrauchsaufsicht ist ein wichtiger Zweck des Leitfadens, die von der Kartellbehörde im Fall einer Missbrauchsprüfung angelegten Kriterien für die Marktteilnehmer transparent zu machen und so Unsicherheit über die Zulässigkeit eines bestimmten Angebotsverhaltens zu reduzieren. Nach Auffassung der Monopolkommission ist dies allerdings nicht dadurch erreichbar, dass bei der Bestimmung der Marktbeherrschung auf eine Jahresbetrachtung abgestellt wird. Vielmehr führt das Aufsummieren von Phasen strukturell relevanter Marktmacht einzelner Energieversorger zu keiner Erhöhung der Transparenz, sondern vor allem zu weiteren Problemen. Deshalb sollte eine nach ökonomischen Kriterien geeignetere, zeitlich auf Stunden (bzw. Viertelstunden) begrenzte Marktabgrenzung auf Basis der tatsächlich gehandelten Produkte Anwendung finden. Um die Antizipierbarkeit der Anwendung der Missbrauchsaufsicht aus Sicht der Energieversorger herzustellen, ist es entscheidend, dass die Behörde darlegt, nach welchen Kriterien sie das Verhalten von marktbeherrschenden Marktteilnehmern überprüft. Hierdurch lässt sich gewährleisten, dass die Ener-

---

[101] BGH, Beschluss vom 22. Juli 1999, KVR 12/98 – Flugpreisspaltung, WuW/E DE-R 375; das damit einhergehende Kostenunterdeckungsverbot wurde schon mehrfach in anderen Fällen des Ausbeutungsmissbrauch behandelt, z. B. Monopolkommission, Hauptgutachten XIX, Stärkung des Wettbewerbs bei Handel und Dienstleistungen, Baden-Baden 2012, Tz. 629 ff.

[102] Selbst wenn diese Bedingungen bekannt wären, erfolgt an einem wettbewerbskonformen Energiemarkt ein stetiger Wechsel zwischen kurzfristigen Preissignalen und Investitionen. Auch zulässige Typ-1-Mark-ups könnten deshalb kurzfristig wettbewerbskonforme Preissignale erhöhte Renditen auslösen.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

gieversorger unmittelbar feststellen können, ob sie sich rechtskonform im Sinne der Vorschriften zum Verbot des Missbrauchs von Marktmacht verhalten.

2.3 Empirische Untersuchung von Marktstruktur und Marktmacht auf dem Stromerstabsatzmarkt

88. Im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrages nach § 62 EnWG legt die Monopolkommission im Folgenden eine aktuelle Analyse der Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom für das Jahr 2016 vor. Der Stromgroßhandelsmarkt war in den letzten Jahren weitreichenden Veränderungen ausgesetzt und ist dies auch weiterhin. Gründe hierfür sind vor allem der geplante Atomenergieausstieg und die Förderung und zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Diese hatten unter anderem auch zu einem Preisrückgang im Stromgroßhandel über die letzten Jahre geführt. Diese Veränderungen spiegeln sich auch in den Marktmachtverhältnissen auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom wider: In seiner Sektoruntersuchung aus dem Jahre 2011 hatte das Bundeskartellamt noch eine marktbeherrschende Stellung der Versorgungsunternehmen RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall festgestellt.[103] Die Untersuchung des Bundeskartellamtes bezog sich damals auf die Jahre 2007 und 2008.[104] Die von der Monopolkommission in den nachfolgenden Jahren regelmäßig durchgeführten Marktmachtanalysen für die Jahre 2012 und 2014 lieferten bereits keine Anzeichen mehr für eine marktbeherrschende Stellung der großen Versorgungsunternehmen, obschon weiterhin eine starke Konzentration des Marktes zu beobachten war.[105] Das Feststellen einer marktbeherrschenden Stellung nach § 18 GWB kann für die betroffenen Unternehmen wesentliche Konsequenzen haben, weil Kartellbehörden dann im Rahmen der Missbrauchskontrolle ermitteln. Missbräuchliches Verhalten im Sinne des § 19 GWB besteht beispielsweise in der Behinderung von Wettbewerbern und in Preisüberhöhungen. Für Energieversorger gelten seit 2007 verschärfte Bedingungen durch die Einführung der Beweislastumkehr mit § 29 GWB.

89. Die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung besteht nach dem GWB unter anderem, wenn der Marktanteil eines Anbieters mindestens 40 Prozent beträgt. Die Aussagekraft von Marktanteilen für die tatsächliche Wettbewerbssituation eines Anbieters ist jedoch begrenzt. Dies trifft in besonderer Weise auf den Strommarkt zu, da hier die Möglichkeit einer Substitution von Erzeugungskapazität eines Anbieters durch seine Wettbewerber stark eingeschränkt sein kann. Gründe hierfür sind vor allem eine kurzfristig unelastische Nachfrage und beschränkte Erzeugungskapazität sowie die Nicht-Speicherbarkeit von Strom. Unter diesen Voraussetzungen können Nachfragebefriedigung und Netzstabilität wesentlich auch von den Einspeisungen eines Anbieters abhängen, auf welchen ein Marktanteil von weit unter 40 Prozent entfällt. Ist ein Versorgungsunternehmen in diesem Sinne unverzichtbar, so kann dies gleichzeitig eine marktmächtige Stellung bedeuten. Über eine Bestimmung der Marktanteile der großen Energieversorger hinaus berechnet die Monopolkommission daher als Marktmachtindikator zusätzlich den RSI. Dieser trägt den geschilderten Besonderheiten des Strommarktes Rechnung und hat sich bei Strukturanalysen von Strommärkten etabliert.[106] Darüber hinaus weist die Monopolkommission zum zweiten Mal den sog. Return on Withholding Capacity Index (RWC) aus, welcher die Anreize zu missbräuchlichem Verhalten abbilden soll.[107]

---

[103] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O.

[104] Eine marktbeherrschende Stellung wurde nur für EnBW lediglich im Jahre 2007 festgestellt.

[105] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 125 und Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 77.

[106] Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/electricity_final_part4.pdf, Abruf am 5. Mai 2017; BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 96 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 60 ff. und Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 106 ff.

[107] Vgl. hierzu Tz. 117 ff. in diesem Gutachten und Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 79 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

2.3.1 Konzernspaltungen und Marktstruktur

90. Zur Bestimmung der Marktanteile nach verfügbaren Erzeugungskapazitäten müssen die einzelnen Kraftwerksbetreibergesellschaften ihren jeweiligen Mutterkonzernen zugeordnet werden. Diese Zuordnung im Sinne der Möglichkeit zur Steuerung verfügbarer Kapazitäten ist nicht in jedem Fall eindeutig möglich. Von großer Bedeutung für die Beurteilung der Marktstruktur des Erstabsatzmarktes für konventionell erzeugten Strom ist die Aufspaltung von Geschäftsbereichen von drei der vier größten Energieversorgungsunternehmen im Jahr 2016. Als Reaktion auf das veränderte Marktumfeld fand hier hauptsächlich eine gesellschaftsrechtliche Trennung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und aus konventionellen Energieträgern, insbesondere Kernenergie und Braunkohle, statt.

91. So verlagerte E.ON seine konventionelle Erzeugungstätigkeit, ausschließlich des Kernkraftwerksbetriebs, in die – zu diesem Zweck gegründete und gesellschaftsrechtlich unabhängige – Tochtergesellschaft Uniper. Nach der Abspaltung von Uniper hält E.ON weiterhin gut 46 Prozent über eine Beteiligungsgesellschaft. Noch für das laufende Jahr 2017 ist jedoch eine Entkonsolidierung beider Unternehmen vorgesehen. Diese soll dadurch erreicht werden, dass durch eine Verpflichtung zur teilweisen Nichtausübung von Stimmrechten durch E.ON, die Pflicht zur Vollkonsolidierung erlischt, welche trotz einer Minderheitsbeteiligung durch eine Präsenzmehrheit auf der Hauptversammlung bestünde.[108] Der Betrieb von Kernkraftwerken, welche vormals direkt E.ON gehörten, obliegt mittlerweile der PreussenElektra GmbH, die noch bis Mitte 2016 E.ON Kernkraft GmbH hieß, und auch weiterhin ein 100-prozentiges Tochterunternehmen des E.ON-Konzerns darstellt. RWE lagerte andersherum seine Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zusammen mit den Geschäftsbereichen Vertrieb und Netze in das Tochterunternehmen Innogy aus, an welchem RWE mit 75 Prozent die Mehrheit der Kapitalanteile hält. Die Kapitalanteile von Vattenfall an der Vattenfall Europe Generation AG und der Vattenfall Europe Mining AG wurden im Jahr 2016 an ein tschechisches Investorenkonsortium übertragen. Zudem wurden beide Unternehmen umbenannt in die Lausitz Energie Kraftwerke AG und Lausitz Energie Bergbau AG. Mit dieser Anteilsübertragung wurde hauptsächlich das Geschäftsfeld der Kohleverstromung aus dem Vattenfall-Konzern ausgelagert.

92. Gesellschaftsrechtliche Aufspaltungen führen nicht zwangsläufig auch zu einer kartellrechtlich getrennten Betrachtung wirtschaftlicher Einheiten.[109] Im Wettbewerbsrecht führt eine Abhängigkeitsbeziehung nach § 17 Aktiengesetz (AktG) dazu, dass die beteiligten Unternehmen nach § 36 Abs. 2 GWB als „verbundene Unternehmen“ anzusehen sind. Ansonsten kommt es nach § 37 Abs. 1 und 2 GWB darauf an, ob einem Unternehmen die Kontrolle über geschäftsstrategische Entscheidungen des anderen Unternehmens möglich ist. So ist beispielsweise nach § 17 Abs. 2 AktG grundsätzlich zu vermuten, dass die Übertragung eines Geschäftsbereichs von einer Muttergesellschaft auf ihre Tochter nicht dazu führt, dass dieser der strategischen Kontrolle der Mutter entzogen ist, wenn diese weiterhin kapitalmäßige Mehrheitseignerin ist. Selbst wenn in einer derartigen Konstellation vertraglich der teilweise Verzicht auf Ausübung von Stimmrechten vereinbart wird, ist die Vermutung eines beherrschenden Einflusses noch nicht zwangsläufig entkräftet.

93. Grundsätzlich ist umstritten, ob eine Beherrschungsmöglichkeit in diesem Zusammenhang überhaupt durch einen sog. Entherrschungsvertrag zwischen Mehrheitsgesellschaftern und Beteiligungsunternehmen ausgeschlossen werden kann.[110] Die Monopolkommission hatte sich in ihrem ersten Hauptgutachten hierzu bereits kritisch geäußert.[111] Demnach wurden die Erzeugungskapazitäten der PreussenElektra GmbH zur Bestimmung der Marktanteile für das Jahr 2016 zunächst weiterhin dem E.ON-Konzern sowie die Kapazitäten der Innogy dem RWE-

---

[108] Vgl. Uniper/E.ON, Gemeinsamen Spaltungsbericht der Vorstände der E.ON SE, Düsseldorf, und der Uniper SE, Düsseldorf über die Abspaltung einer Mehrheitsbeteiligung an der Uniper Gruppe, http://www.eon.com/content/dam/eon-com/Investoren/Hauptversammlung/EON_Spaltungsbericht_mit_Anlagen_DE.pdf, Abruf am 3. Mai 2017.

[109] Vgl. hierzu auch den Textkasten „Methoden zur Identifikation und Approximation von verbundenen Unternehmen“ auf Seite 52 in diesem Gutachten.

[110] Vgl. Thomas in: Immenga/Mestmäcker, GWB, 5. Aufl., § 36, Rn. 853.

[111] Vgl. Monopolkommission, I. Hauptgutachten, Mehr Wettbewerb ist möglich, Baden-Baden 1976, Tz. 869 und Veelken in: Immenga/Mestmäcker, GWB, § 36, Rn. 62.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Konzern zugerechnet. Im Falle E.ON/Uniper bestand in Teilen des Jahres 2016 kein Mehrheitsverhältnis mehr. Allerdings bestand bis über das Jahr 2016 hinaus noch die Pflicht zur Konsolidierung von Uniper innerhalb des E.ON-Konzerns aufgrund einer stabilen Hauptversammlungsmehrheit durch eine knapp 47 prozentige Minderheitsbeteiligung bei Streubesitz der übrigen Anteile.[112] Zudem waren beide Unternehmen personell miteinander verflochten, da Teile des E.ON Vorstandes Aufsichtsratsmandate der Uniper innehatten.[113] Aus den genannten Gründen werden auch die Kapazitäten von Uniper in den nachfolgenden Analysen für das Jahr 2016 noch E.ON zugerechnet. Die Kapazitäten der Lausitz Energie Kraftwerke AG wurden hingegen nicht länger Vattenfall zugeschrieben. Die genannten Zurechnungen stehen insgesamt unter dem Vorbehalt einer umfassenderen kartellrechtlichen Einzelfallprüfung der Kontrollbeziehungen dieser Unternehmen. Eine solche Prüfung sollte vor allem auch die gesellschaftsrechtlichen Vertragsbeziehungen sowie deren Kündbarkeit berücksichtigen.

2.3.2 Marktanteile und Energiemix

94. Grundlage für die folgenden Berechnungen der Marktanteile und Marktmachtindikatoren sind die Kapazitäten der in deutsche und österreichische Netze direkt einspeisenden Kraftwerke. Für deutsche Netze erfasst die Bundesnetzagentur Bestandskraftwerke mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von insgesamt 204,1 Gigawatt (GW).[114] Für alle Kraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 Megawatt (MW) sind unter anderem Informationen zu Betreiberunternehmen, angeschlossenen Netzen, Energieträgern und EEG-Vergütungsfähigkeit verfügbar. Die nachfolgenden Analysen beschränken sich daher auf Kraftwerke mit mindestens 10 MW Netto-Nennleistung. Weiterhin werden nur Kraftwerke berücksichtigt, die bis Ende 2016 in Betrieb waren.[115] Von der Analyse ausgeschlossen wurden auch sämtliche Kraftwerksanlagen, die EEG-vergütungsfähig sind, da für den Handel mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen ein eigenständiger Markt angenommen wird.[116] Informationen zu installierten Kraftwerkskapazitäten der in österreichische Netze speisenden Anlagen wurden von der Energiebörse European Energie Exchange (EEX) bezogen.[117]

95. In die Berechnung der Gesamtkapazität gehen ebenfalls Anlagen ein, welche hauptsächlich für den Eigenverbrauch oder das Fahrstromnetz der Bahn produzieren. Dies geschieht entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes, welche Eigenverbrauch und Bahnstrom nicht als Teil des Stromerstabsatzmarktes ansehen.[118] Die Monopolkommission stimmt hier zwar mit der Ansicht überein, dass die tatsächlichen Einspeisungen in andere als die regulierten allgemeinen Versorgungsnetze nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes sind, jedoch muss dies nicht auf die hierzu installierten Erzeugungskapazitäten zutreffen. So besteht für Anlagen, welche in abgekoppelte geschlossene Netze einspeisen, mitunter durchaus die technische Möglichkeit, alternativ in Versorgungsnetze zu speisen und hier Lasten zu substituieren. Darüber hinaus stammt der überwiegende Teil

---

[112] Vgl. Europäische Kommission, Konsolidierte Mitteilung der Kommission zu Zuständigkeitsfragen gemäß der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, ABl. EU L24/1 vom 29. Januar 2004, Tz. 59.

[113] Zu den genannten und weiteren faktischen Einflussmöglichkeiten vgl. Vetter in: Schmidt/Lutter, AktG, 3. Aufl., § 17 Rn. 15, 20.

[114] Für die folgenden Analysen wurde die Kraftwerksliste mit Stand 16. November 2016 verwendet. Die Kraftwerksliste wird fortlaufend aktualisiert und ist verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Abruf am 15. Februar 2017.

[115] Somit werden auch im Laufe des Jahres 2016 vorläufig und endgültig stillgelegte Kraftwerke sowie Reservekraftwerke und Sonderfälle, die vorübergehend nicht oder nur eingeschränkt zur Verfügung stehen, von der Analyse ausgeklammert.

[116] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 103.

[117] Zur Behandlung der deutschen und österreichischen Gebotszonen als einheitlichem Marktgebiet und aktuellen Entwicklungen im Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze vgl. Tz. 22 in diesem Gutachten.

[118] Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O., S. 35.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

des Fahrstroms, der in das 16,7-Hertz-Netz der Deutschen Bahn gespeist wird, aus Anlagen privater Versorgungsunternehmen mit einem Anschluss an allgemeine Versorgungsnetze.[119]

96. Für die Zurechnung der einzelnen Kraftwerksanlagen bzw. deren Kapazitäten zu den jeweiligen Eigentümern, wurden Informationen des Datenanbieters Bureau van Dijk verwendet.[120] Im Fokus der Marktmachtuntersuchung stehen die großen deutschen Energieversorger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW. Nach der Dominanzmethode wurde diesen Anbietern die volle Erzeugungskapazität von Kraftwerken zugerechnet, wenn sich diese oder deren Betreibergesellschaften – unmittelbar oder mittelbar über eine Drittgesellschaft – mehrheitlich in der Hand eines jeweiligen Anbieters befinden. Diese Methode zur Identifikation von Unternehmensverflechtungen dient als Indikator für ein aktienrechtliches und kartellrechtliches Beherrschungsverhältnis nach § 17 AktG.[121] In einigen Fällen halten zwei der großen Versorgungsunternehmen jeweils 50 Prozent einer Betreibergesellschaft. In diesen Fällen wurde beiden Eignern jeweils die Hälfte der Anlagenkapazität zugeschrieben. Hält lediglich eins der großen Versorgerunternehmen 50 Prozent der Anteile einer Betreibergesellschaft, so wurde diesem die gesamte Kapazität auch dann zugeschrieben, wenn die übrigen Anteile sich auf mindestens zwei unabhängige Anteilseigner verteilen oder auf andere private oder öffentliche Eigentümer entfallen, da eine strategische Verfügungsgewalt auch in diesen Fällen als wahrscheinlich angenommen werden kann. Alle weiteren Anbieter wurden den Kategorien *andere private Anbieter* oder *öffentliche Anbieter* zugeordnet, wobei letztgenannte lediglich deutsche und österreichische Gebietskörperschaften umfassen.[122]

97. Zwischen Versorgungsunternehmen bestehen mitunter vertragliche Regelungen zu Leistungsbezügen, die von den anteilsmäßigen Kontrollverhältnissen abweichen. Um diese Bezugsrechtsverträge in der Zuteilung der Erzeugungskapazität berücksichtigen zu können, wurden diesbezüglich bestehende Vereinbarungen von allen großen Anbietern zum Stichtag 31. Dezember 2016 abgefragt. Die Zuordnung der Erzeugungskapazität nach dem Dominanzprinzip wurde entsprechend um die jeweilige Kapazität aus bestehenden Bezugsrechtsverträgen korrigiert. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass es – insbesondere vor dem Hintergrund der Möglichkeit strategischer Kapazitätszurückhaltung – darauf ankommt, welcher Vertragspartei die tatsächliche Kraftwerkssteuerung zufällt. Damit ist zwar die generelle Bedeutung von Bezugsrechten für die Einschätzung der Wettbewerbsverhältnisse auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom unbestritten, allerdings erscheint eine Einzelfallprüfung der vertraglichen Vereinbarungen im Zweifel angebracht.[123]

98. Marktanteile stellen im Rahmen wettbewerbsökonomischer Analysen – trotz ihrer eingeschränkten Aussagekraft – einen wichtigen Indikator für die tatsächlichen Wettbewerbsverhältnisse dar. Aus kartellrechtlicher Perspektive besteht die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung eines Unternehmens ab einem Marktanteil von 40 Prozent (§ 18 Abs. 4 GWB). Diese Vermutung gilt ebenfalls, wenn höchstens drei Unternehmen einen Marktanteil von mindestens 50 Prozent auf sich vereinen oder ein Marktanteil von mindestens zwei Dritteln auf höchstens fünf Anbieter entfällt (§ 18 Abs. 6 GWB). Die regelmäßigen Marktanteilsberechnungen der Monopolkommission zeigen eine deutliche Abnahme des gemeinsamen Marktanteils der großen vier Energieversorger über die vergangenen Jahre:[124] 2009 betrug der gemeinsame Marktanteil für Deutschland noch über 80 Prozent und

---

[119] Für eine ausführlichere Diskussion der Behandlung von Bahn- und Industriestromkapazitäten, vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 56.

[120] Im Rahmen der Bureau van Dijk Orbis-Datenbank wurden Informationen zur Eigentümerstruktur der betreffenden Unternehmen mit Stand April 2017 verwendet. In Einzelfällen wurden die Eigentumsverhältnisse aus öffentlich verfügbaren Quellen ermittelt.

[121] Vgl. zu unterschiedlichen Methoden zur Identifikation und Approximation von verbundenen Unternehmen im kartellrechtlichen Sinne den Textkasten auf Seite 52 in diesem Gutachten.

[122] Für insgesamt 587 MW installierte Kapazität in Österreich liegen keine Betreiberinformationen vor, sodass diese pauschal öffentlichen Anbietern zugeordnet wurden.

[123] Vgl. zur Bedeutung von Bezugsrechten Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 53 und BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 94.

[124] Die aufgeführten Werte sind aufgrund methodischer Änderungen nicht uneingeschränkt miteinander vergleichbar.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

sank 2012 auf 68 Prozent.[125] Unter Berücksichtigung eines deutsch-österreichischen Marktes betrug der gemeinsame Marktanteil 2014 zuletzt noch 62 Prozent. Dabei entfielen jeweils 21 Prozent auf RWE, 15 Prozent auf E.ON, 13 Prozent auf Vattenfall und 13 Prozent auf EnBW.[126]

Methoden zur Identifikation und Approximation von verbundenen Unternehmen

Damit ein Unternehmen Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für Strom ausüben kann, kommt es auf die Kontrolle von Kraftwerken durch einzelne Unternehmen an. Im ersten Schritt muss festgestellt werden, welche Strom erstabsetzenden Einheiten zusammen jeweils Unternehmen bilden. Im zweiten Schritt muss festgestellt werden, welche Marktmacht diese Unternehmen im Wettbewerb haben. Die zuerst genannte Vorfrage, welchen Unternehmen die im Markt befindlichen Kraftwerkskapazitäten zuzurechnen sind, beeinflusst deshalb das Ergebnis der Marktmachtanalyse. Im Falle konzernverbundener Marktteilnehmer müssen aus ökonomischer Sicht insbesondere die zwei folgenden Bedingungen für die Zurechnung von Kraftwerkskapazitäten erfüllt sein. Die Einheit, der das Kraftwerk zuzurechnen ist, muss:

1. kurzfristig über den Einsatz oder Nichteinsatz des Kraftwerks bestimmen können und
2. die wirtschaftlichen Folgen des Kraftwerkseinsatzes tragen.

Die für die Zurechnung von Kraftwerkskapazitäten relevanten Vorgaben des deutschen Kartellrechts weichen von diesem ökonomischen Ansatz ab. Dort erfolgt die Zurechnung gemäß der Verbundklausel in § 36 Abs. 2 GWB. Diese Vorschrift erfordert, dass gesellschaftsrechtliche Beziehungen im Sinne des Aktiengesetzes nachgewiesen werden. Es kommt demnach auf Kontrollbeziehungen ungeachtet eines bestimmenden Einflusses im Sinne des EU-Kartellrechts an, weil die Kontrolle zumindest gesellschaftsrechtlich vermittelt sein muss. Zu den Mitteln, mit denen die Kontrollbeziehungen nachgewiesen werden, enthält § 36 Abs. 2 GWB keine ausdrücklichen Vorgaben. Feststeht, dass Kapitalbeteiligungen und, soweit ermittelbar, sonstige gesellschaftsrechtliche Einflussmöglichkeiten erheblich sind. Daneben berücksichtigen die zuständigen Behörden – und auch die Monopolkommission – bestimmte Bezugsrechtsvereinbarungen. Andernfalls wären keine sinnvollen Aussagen über die Marktverhältnisse und aus Sicht der Monopolkommission damit auch keine tragfähigen wettbewerbspolitischen Empfehlungen möglich.

Das Vorgehen der Behörden und der Monopolkommission bei der Ermittlung der gesellschaftsrechtlichen Einflussmöglichkeiten unterscheidet sich in relevanten Details. So stützt sich die Monopolkommission auf die in ihrer Untersuchung zitierten öffentlichen und zugekauften Daten und fasst auf dieser Basis mehrheitliche Kapitalbeteiligungen als Indiz für die gesellschaftliche Zuordnung von Kraftwerkskapazitäten auf („Dominanzmethode“). Informationen zu sonstigen gesellschaftsrechtlichen Einflussmöglichkeiten kann die Monopolkommission nicht ermitteln. Sie berücksichtigt jedoch ergänzend Bezugsrechtsvereinbarungen.

Die Behörden ermitteln den z. B. für die Erstellung bestimmter Marktstrukturindikatoren für den Monitoringbericht von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur maßgeblichen Unternehmensverbund, indem sie auf Basis von Auskunftsrechten (aggregierte) Daten bei den Unternehmen abfragen. Die Unternehmen sollen dabei ohne Aufschlüsselung auf die einzelnen Gesellschaften des Unternehmensverbundes selbst die bestehenden Einflussmöglichkeiten im Sinne des Gesetzes identifizieren. Dabei besteht ein nicht unerheblicher Einschätzungsspielraum. Die Belastbarkeit der Informationen hängt somit stark von den durch die Behörden zur Verfügung gestellten Ausfüllhinweisen, gegebenenfalls von durchgeführten Plausibilitätsprüfungen sowie notwendigen Neuerhebungen ab.

99. Abbildung 2.8 veranschaulicht die Marktanteile im Jahr 2016. Der gemeinsame Marktanteil der großen vier Versorgungsunternehmen stellt sich mit 54 Prozent als wesentlich geringer gegenüber 2014 dar (damals 62 Pro-

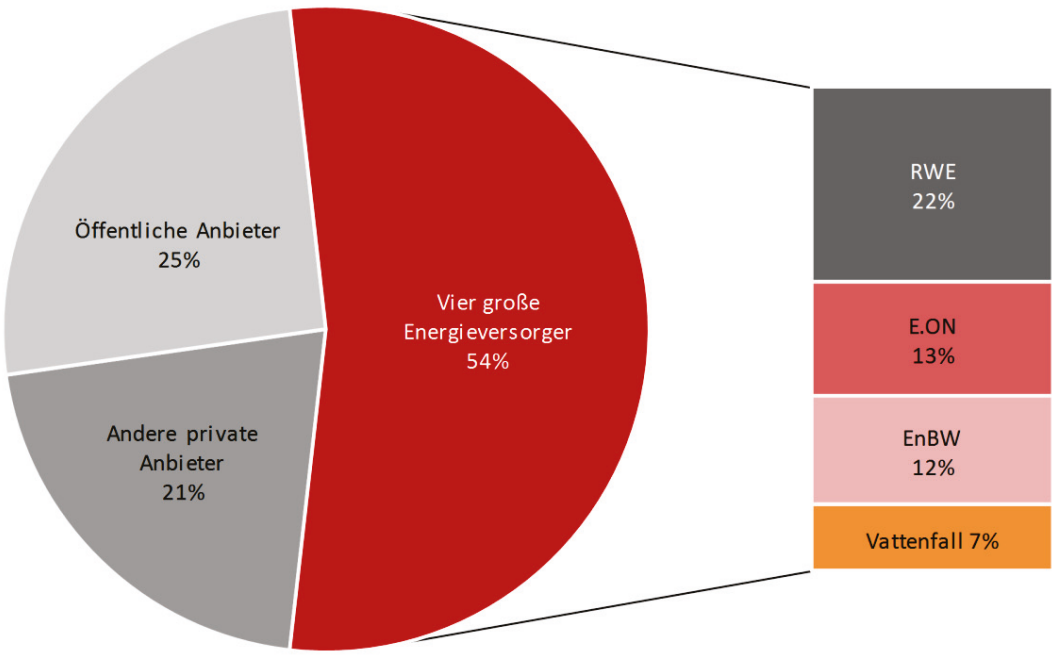
[125] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 99 f.

[126] Vg. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 55.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

zent).[127] Der wesentliche Grund hierfür ist die Veräußerung der Braunkohleverstromung von Vattenfall. Kapazitätsmächtigster Anbieter ist weiterhin RWE mit 22 Prozent, gefolgt von E.ON mit 13 Prozent und EnBW mit 12 Prozent. Vattenfall verfügt durch die Umstrukturierungsmaßnahmen noch über 7 Prozent der Gesamtkapazität und hat seinen Anteil demnach im Vergleich zu 2014 fast halbiert. Der Marktanteil von RWE hat sich gegenüber 2014 nicht verändert und auch die individuellen Anteile von EnBW haben sich lediglich um einen Prozentpunkt verringert. Der Marktanteil von E.ON ist von 15 Prozent in 2014 auf 13 Prozent gefallen. Öffentliche Anbieter verfügen über 25 Prozent der installierten Erzeugungskapazität, wobei insbesondere für österreichische Kapazitäten öffentliche Unternehmen, wie etwa die Verbund AG, eine wesentliche Rolle spielen. Im Vergleich zu 2014 ist der Anteil öffentlicher Anbieter gesunken. Demzufolge lässt sich hier kein fortlaufender Trend zur Rekommunalisierung erkennen. Andere private Anbieter kontrollieren insgesamt 21 Prozent der deutsch-österreichischen Erzeugungskapazität, deutlich mehr als noch 2014 (damals 9 Prozent). Der Grund hierfür ist ebenfalls die Umstrukturierung von Vattenfall.

Abbildung 2.8: Eigentümerstruktur auf Erzeugerebene für konventionelle Energien 2016



Anmerkungen: Berücksichtigt wurden deutsche und österreichische Kraftwerke, sowie in deutsche und österreichische Netze direkt speisende Kraftwerksanlagen; außerdem vertragliche Leistungsbezüge der vier großen Energieversorger; Werte sind aufgerundet

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der BNetzA, EEX und von Bureau van Dijk

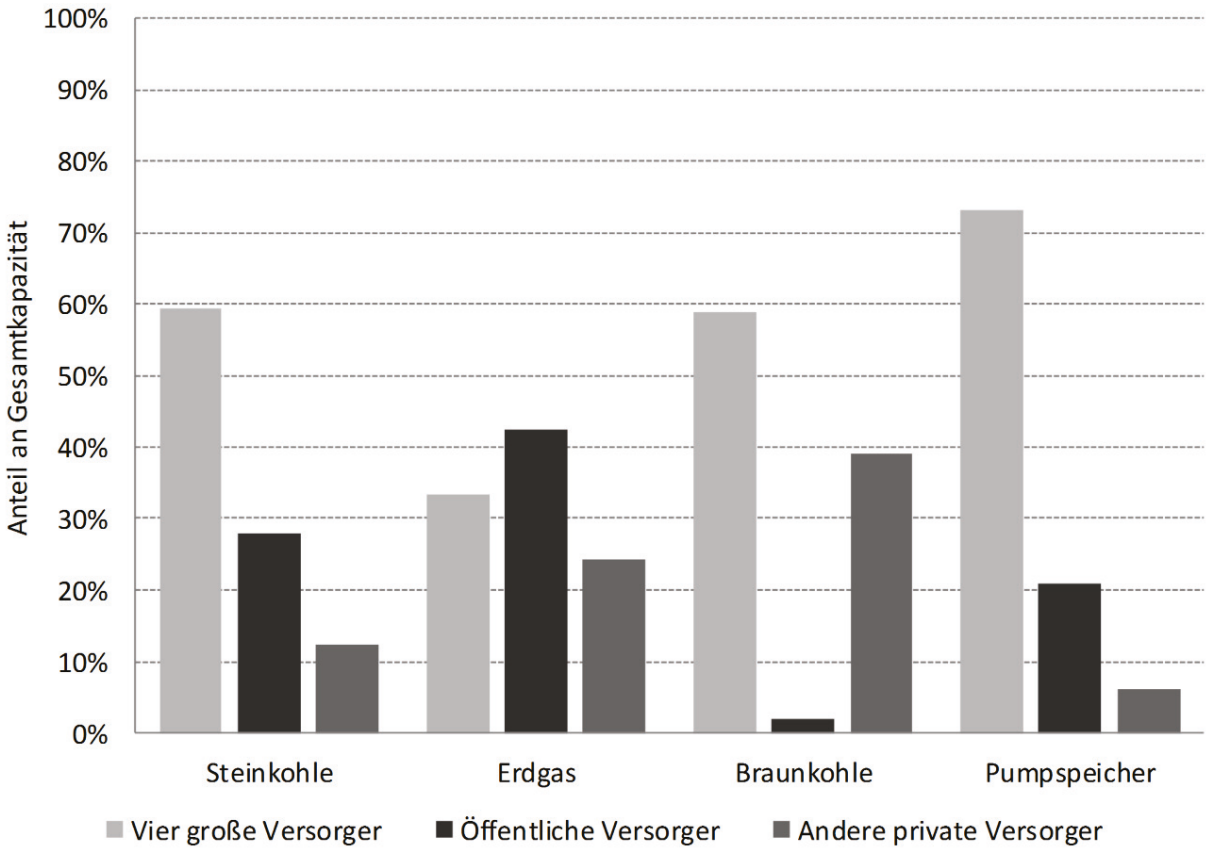
100. Abbildung 2.9 zeigt die Eigentümerstruktur nach Energieträgern bzw. Erzeugungsart. Die Zuordnung von Kraftwerksanlagen wurde hierbei nach dem Schwerpunktprinzip vorgenommen. Dies bedeutet, dass lediglich der

[127] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt kommen in ihrem letzten Monitoringbericht für das Jahr 2015 zu einem gemeinsamen Marktanteil der vier großen Versorger von 58 Prozent, gemessen an der Gesamterzeugungskapazität. Gemessen an der tatsächlichen Einspeisemengen lag der Anteil mit 69 Prozent jedoch wesentlich höher; vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O., S. 33 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

hauptsächlich für ein Kraftwerk genutzte Energieträger berücksichtigt wurde. Während die Nutzung von Kernenergie ohnehin vollumfänglich auf die vier großen Versorger entfällt, ist insbesondere auch bei der Braunkohleverstromung eine nach wie vor überwiegende Nutzung durch die vier großen Versorger zu erkennen. Bezüglich der vier großen Versorger ist eine bemerkenswerte Veränderung gegenüber 2014 allerdings bei der Aufteilung der Pumpspeicherkapazitäten zu beobachten: 2014 wurden insgesamt 59 Prozent der Pumpspeicherkapazitäten von den großen vier Versorgern kontrolliert, wohingegen es 2016 insgesamt 73 Prozent waren. Dieser Anstieg um 14 Prozentpunkte spiegelt sich in einer Abnahme der Pumpspeicheranteile öffentlicher Eigentümer um 17 Prozentpunkte wieder.

Abbildung 2.9: Eigentümerstruktur nach Energieträgern bzw. Erzeugungsart 2016



Anmerkungen: Zuordnung einzelner Kraftwerksanlagen zu Energieträgern bzw. die Erzeugungsart beruht auf dem Schwerpunktprinzip; die Kernenergie entfällt zu 100 Prozent auf die vier großen Energieversorger

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der BNetzA, EEX und von Bureau van Dijk

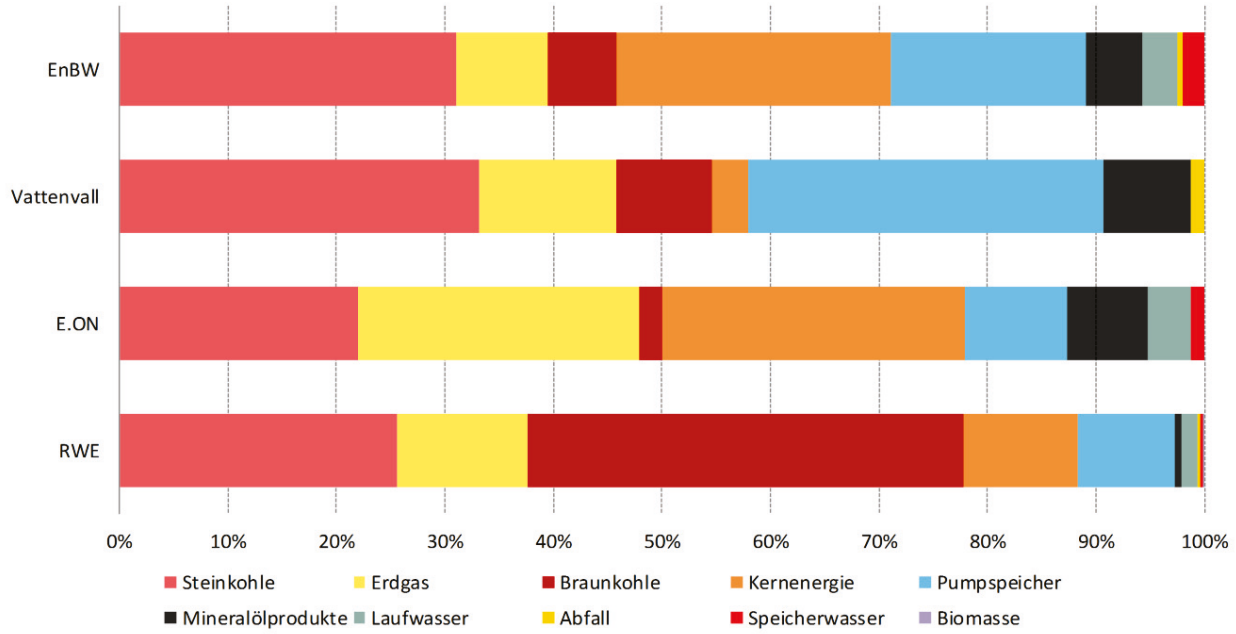
101. Abbildung 2.10 zeigt die Arten der Energieerzeugung der vier großen Versorgungsunternehmen. Grundsätzlich zeigt sich hier eine ausgeprägte Diversifikation aller Anbieter bezüglich der Erzeugungsarten. Unterschiede fallen vor allem hinsichtlich des Anteils der Braunkohle- und der Kernenergienutzung auf. Sowohl EnBW als auch E.ON verfügen über einen kapazitätsmäßig größeren Anteil Kernkraftwerkskapazität als Braunkohlekraftwerkskapazität. Bei RWE und Vattenfall ist dies nicht der Fall, wobei Vattenfall seinen Pumpspeicheranteil durch die Abspaltung eines großen Teils der Braunkohlekraftwerke wesentlich erhöht hat. Im Vergleich zu 2014 fällt auch der bei E.ON gestiegene Anteil an Pumpspeicher- und Erdgaskapazität auf. Unbedingt zu berücksichtigen ist bei der Darstellung in Abbildung 2.10 die gesellschaftsrechtliche Konzernspaltung einiger der aufgeführten Versorger.[128] Unterschiede bezüglich der Art der Stromerzeugung können sich auf die allgemeine Wettbewerbsfähigkeit der

[128] Vgl. Abschnitt 2.3.1 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

einzelnen Anbieter, insbesondere vor dem Hintergrund gesetzlicher Regelungen zum Atomenergieausstieg und zur Förderung erneuerbarer Energien, und auf die Marktmacht sowie die Anreize zur Kapazitätszurückhaltung auswirken.[129]

Abbildung 2.10: Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger



Anmerkungen: Zuordnung einzelner Kraftwerksanlagen zu Energieträgern bzw. die Erzeugungsart beruht auf dem Schwerpunktprinzip

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der BNetzA, EEX und von Bureau van Dijk

102. Es bleibt festzuhalten, dass die Schwellenwerte, welche nach § 18 Abs. 4 und 6 GWB gesetzlich zur Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung vorgegebenen werden, nicht erreicht werden. Nichtsdestotrotz handelt es sich beim Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom nach wie vor um einen stark konzentrierten Markt, in welchem auf die vier größten Anbieter 61 Prozent Marktanteil entfallen und RWE der mit Abstand größte Anbieter ist. Wie weiter oben bereits erläutert, kann im Stromgroßhandel unbedenklichen Marktanteilswerten zum Trotz eine marktbeherrschende Stellung bestehen.[130] Deshalb werden im Folgenden weitere Analysen der Marktmacht der großen Energieversorgungsunternehmen durchgeführt.

2.3.3 Marktmachtanalyse anhand des Residual Supply Index

103. Die kapazitätsbezogene Marktanteilsberechnung ist im Strommarkt vor allem deshalb unzureichend für die Ermittlung von Marktmacht, weil lediglich auf die Angebotsseite abgestellt wird. Gerade durch marktspezifische Besonderheiten, wie etwa die Nicht-Speicherbarkeit von Strom und eine kurzfristig unelastische Nachfrage, spielt die Nachfrageseite im Strommarkt jedoch eine wichtige Rolle bei der Ermittlung von Marktmacht.[131] Der Residual Supply Index (RSI), auch als Pivotalanalyse bezeichnet, stellt die Produktionsmöglichkeiten einzelner Anbieter der Stromnachfrage gegenüber und liefert somit im Ergebnis Aufschluss über die Bedeutung einzelner Anbieter für die Deckung der Gesamtnachfrage. Ist ein Anbieter zu einem bestimmten Zeitpunkt unverzichtbar für die Nachfrage-

---

[129] Vgl. hierzu ausführlich Abschnitt 2.3.4 in diesem Gutachten.

[130] Vgl. Tz. 89.

[131] Vgl. Sheffrin, A., Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring, Draft Comments, FERC RTO Workshop, October 19, 2001; Sheffrin, A., Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, Präsentation FERC Market Monitoring Workshop, December 3-4, 2002.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

befriedigung, so ist zu diesem Zeitpunkt von einem erweiterten Handlungsspielraum und damit von einer marktmächtigen Stellung auszugehen. Der RSI ist bei der Marktmachtanalyse der Interpretation kapazitätsbezogener Marktanteile konzeptionell überlegen und hat sich daher bei der Wettbewerbsanalyse von Strommärkten etabliert.[132]

104. Formal lässt sich der RSI für einen Zeitpunkt *t* als Verhältniskennzahl der Marktkapazität des gesamten Marktes abzüglich der Produktionskapazität eines jeweiligen Anbieters *i* zur Gesamtmarktnachfrage definieren:[133]

$$RSI_{t,i} = \frac{\text{Marktkapazität}_t - \text{Kapazität}_{t,i}}{\text{Marktnachfrage}_t}.$$

Für die nachfolgenden Analysen wurde der RSI auf Stundenbasis berechnet, wobei als Kapazitäten die jeweils verfügbaren installierten Netto-Nennleistungswerte der Kraftwerksanlagen verwendet wurden. Im Ergebnis kann demnach festgestellt werden, in wie viel Prozent der Jahresstunden ein Anbieter unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage war und während dieser Zeit eine marktmächtige Stellung innehatte. Anders ausgedrückt wird eine marktmächtige Stellung immer dann angenommen, wenn die RSI-Werte unter einem Wert von 1 liegen.

105. Europäische Kommission und Bundeskartellamt nehmen an, dass erhebliche Marktmacht auch dann bestehen kann, wenn die RSI-Werte über 1 liegen. Beide Institutionen gingen zuletzt davon aus, dass RSI-Werte unter 1,1 in über 5 Prozent der Jahresstunden angemessene Schwellenwerte für die Vermutung einer marktmächtigen Stellung darstellen.[134] Erst ab RSI-Werten von über 1,2 geht das Bundeskartellamt nicht mehr davon aus, dass eine marktmächtige Stellung wettbewerbsverzerrende Verhaltensspielräume ermöglicht.[135] Die Monopolkommission hat diese Schwellenwerte sowohl in vergangenen Gutachten als auch in der folgenden Interpretation der RSI-Ergebnisse übernommen, weist jedoch gleichzeitig auf die unzureichende Begründung derselben durch empirische und/oder theoretische Untersuchungen hin. Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber der Verwendung unterschiedlicher Schwellenwerte beurteilen zu können, werden zudem Ergebnisse für unterschiedliche Schwellenwerte berichtet.

Datenbasis und Approximation von Angebots- und Nachfrageparametern

106. Die Gesamtmarktkapazität wurde aus den installierten Kapazitäten aller konventionellen Erzeugungsanlagen berechnet, welche direkt in deutsche und österreichische Netze speisen. Informationen zu verfügbaren Kraftwerksanlagen wurden hierfür der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie Angaben der EEX entnommen. Die Zuordnung der Erzeugungskapazität erfolgte grundsätzlich nach dem Dominanzprinzip und unter Berücksichtigung von bestehenden Leistungsbezugsverträgen. Hierzu wurden zusätzliche Informationen zur Eigentümerstruktur der

---

[132] Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/electricity_final_part4.pdf, Abruf am 18. Mai 2017; BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 96 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 106 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 60 ff.; vgl. für Kritik am RSI Arnedillo, O., What does the Evidence Really Say about the Residual Supply Index?, The Electricity Journal 24(1), 2011, S. 57 ff.

[133] Für eine theoretische Herleitung des Zusammenhangs zwischen der Preis-Kosten Marge eines Unternehmens und dessen RSI-Werten sei auf Swinand, G. u. a., Modeling EU Electricity Market Competition Using the Residual Supply Index, The Electricity Journal 23(9), 2010, S. 41-50 verwiesen.

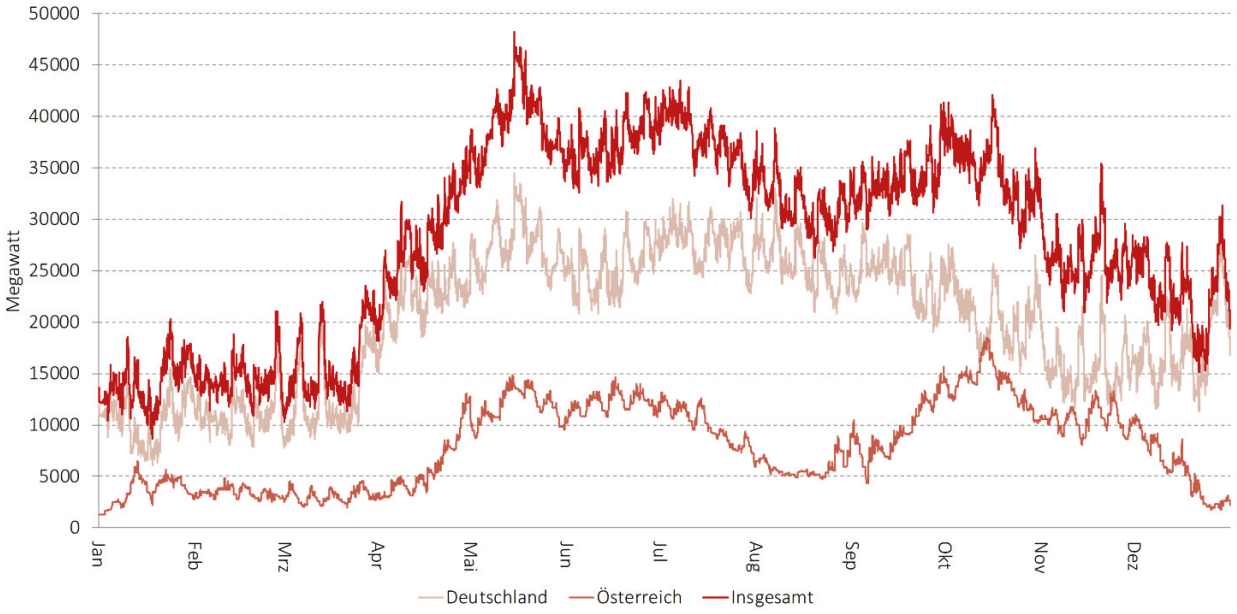
[134] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 107; London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, http://ec.europa.eu/competition/ sectors/energy/2005_inquiry/electricity_final_part4.pdf, Abruf am 18. Mai 2017. Mit diesen Schwellenwerten wurde einer Empfehlung von Sheffrin gefolgt, vgl. Sheffrin, A., Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, Präsentation FERC Market Monitoring Workshop, December 3-4, 2002, S. 11.

[135] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 106; Der Schwellenwert von 1,2 geht im Wesentlichen auf eine Korrelationsanalyse zwischen Preis-Kosten-Margen und RSI-Werten während sommerlicher Höchstlaststunden in Kalifornien zurück, in welcher bei gegebenen Preis-Kosten-Margen nahe dem Niveau bei vollständigem Wettbewerb im Durchschnitt ein RSI-Wert von 1,2 beobachtet wurde; vgl. Sheffrin, A., Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring, Draft Comments, FERC RTO Workshop, October 19, 2001, S. 8.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Betreibergesellschaften vom privaten Datenanbieter Bureau van Dijk bezogen. Die Datengrundlage des Gesamtmarktangebots ist insofern identisch mit jener zur Berechnung der Marktanteile.[136]

Abbildung 2.11: Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke 2016



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der EEX

107. Eine wesentliche Einschränkung der verfügbaren Erzeugungskapazität ergibt sich aus temporären Nicht-Beanspruchbarkeiten der installierten Kraftwerksanlagen. Diese Nichtverfügbarkeiten installierter Kapazität können sich aufgrund von betrieblichen oder technischen Gründen ergeben und müssen von den Betreibern ab einer Netto-Nennleistungseinschränkung von 100 MW an die EEX gemeldet werden, wenn sie mindestens eine Stunde andauern. Darüber hinaus können auch niedrigere und/oder kürzere Nichtverfügbarkeiten gemeldet werden. Gemeldet werden sowohl geplante Nichtverfügbarkeiten (ex ante Meldungen) als auch ungeplante Nichtverfügbarkeiten (ex post Meldungen). Für die RSI-Berechnung wurden alle Nichtverfügbarkeiten stundengenau von den installierten Kapazitäten abgezogen um die Erzeugungsmöglichkeiten nicht zu überschätzen. Abbildung 2.11 zeigt die Höhe der kumulierten gemeldeten Nichtverfügbarkeiten über das Jahr 2016. Der Maximalwert von über 48 GW Mitte Mai entspricht etwa 42 Prozent der Gesamtkapazität und veranschaulicht damit die Bedeutung der Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten.[137] Durchschnittlich betrug die gesamte Nichtverfügbarkeit etwa 24 Prozent der gesamten installierten Kapazität. Um die Nichtverfügbarkeiten bei der Kapazitätszurechnung einzelner Anbieter zu berücksichtigen, wurden die Ausfälle nach Energieträger gewichtet und von der jeweiligen Kapazität der einzelnen Anbieter abgezogen.

108. Bei der Bestimmung der für den deutsch-österreichischen Markt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität dürfen auch Importkapazitäten nicht vernachlässigt werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund einer fortschreitenden europäischen Binnenmarktintegration und damit einem zunehmenden grenzübergreifenden Lastenaustausch. Hohe Importkapazitäten an Grenzkuppelstellen ermöglichen es ausländischen bzw. gebotszonenfremden Stromanbietern, in Konkurrenz zu inländischen bzw. gebotszonenansässigen Anbietern zu treten. Verhaltens- und Preissetzungsspielräume marktinterner Anbieter werden somit entweder tatsächlich oder im Rahmen potenziellen Wettbewerbs eingeschränkt. Bei geringen verfügbaren Importkapazitäten ist das Gegenteil der Fall, indem marktinterne Anbieter eher unverzichtbar für die Nachfragedeckung sind, da ihre Lasten nur zu einem ge-

[136] Vgl. Tz. 94 ff. in diesem Gutachten.

[137] 2014 machte der Maximalwert nur etwa 35 Prozent der Gesamtkapazität aus, vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 66.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

ringen Anteil durch marktexterne Anbieter substituiert werden können. Zur Berücksichtigung der Stromimporte in das deutsch-österreichische Marktgebiet wurden stündliche Informationen zu den grenzüberschreitenden Lastflüssen zwischen Deutschland bzw. Österreich und deren Anrainerstaaten vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) verwendet.[138] Zur Ermittlung der höchsten Nettoimporte im Jahr 2016 wurden zunächst die stündlichen Nettoimporte (importierte Last abzüglich der exportierten Last) zwischen den einzelnen Handelspartnern berechnet und diese anschließend zu den Gesamtnettoimporten aggregiert. Der höchste stündliche Nettoimport von 5122 MW wurde im Jahr 2016 am 2. Juni berichtet. Es wird im Folgenden davon ausgegangen, dass dieser Maximalwert theoretisch in jeder Stunde des Jahres 2016 importiert werden könnte, weshalb die Gesamtmarktkapazität in jeder Jahresstunde um diesen Wert vergrößert wird.[139] Bei dieser Vorgehensweise wird angenommen, dass jegliche importierte Last von anderen als den großen vier deutschen Versorgern produziert wurde. Unter Umständen wird hierdurch vernachlässigt, dass die großen vier Versorger international diversifizierte Unternehmen sind, welche auch Erzeugungskapazität im Ausland kontrollieren. Ein Teil der Importe könnte also durchaus der strategischen Kontrolle deutscher Erzeuger unterliegen, kann diesen bei derzeitiger Datenlage aber nicht zugeordnet werden. Wäre dies jedoch der Fall, so würde die Marktmacht dieser Anbieter unterschätzt. Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber dieser Vorgehensweise zu demonstrieren, wird jedoch ebenfalls eine RSI-Variante ohne die Berücksichtigung der Nettoimporte berechnet.

109. Für die Bestimmung der Nachfrage wurden Regelzonenlastwerte der deutschen und österreichischen Übertragungsnetze von ENTSO-E verwendet.[140] Erfasst werden hier alle Einspeisungen aus konventionellen und erneuerbaren Energiequellen sowie Nettoimporte und Last, welche von den Erzeugern schlussendlich selbst genutzt werden. Netzverluste sowie Verluste und Stromentnahmen, die in direktem Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage stehen, wie etwa durch Hilfseinrichtungen und Haupttransformatoren, werden nicht erfasst.[141] Die viertelstündlichen Angaben für deutsche und österreichische Netze wurden zunächst mittels Bildung des arithmetischen Mittels auf Stundenebene zusammengefasst und anschließend als stündliche Gesamtlast des Marktgebiets aggregiert.[142] Von den stündlichen Nachfragewerten wurden ebenfalls die Einspeisungen aus EEG-vergüteten Kraftwerksanlagen abgezogen, um die Nachfrage nach konventionell erzeugtem Strom zu erhalten.[143] Hierfür stehen für Einspeisungen aus dargebotsunabhängigen Energiequellen, wie etwa Wasser, Biomasse oder Geothermie, lediglich Informationen auf Monatsebene zur Verfügung. Daher werden Monatsdurchschnittswerte für die stündlichen dargebotsunabhängigen Einspeisungen berücksichtigt.[144] Bei Einspeisungen aus den dargebotsabhängigen Energiequellen Wind und Licht stehen hingegen viertelstündliche Einspeisungen in deutsche und österreichische Regelzonen zur Verfügung, wobei die viertelstündlichen Angaben ebenfalls in Form von Durchschnittswerten zu

---

138 Verfügbar unter https://transparency.entsoe.eu/, Abruf am 23. Mai 2017.

139 Diese Vorgehensweise findet ebenfalls beim Bundeskartellamt Anwendung; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 100 ff. Alternative Ansätze umfassen die Berücksichtigung der gesamten für Importe verfügbaren Übertragungskapazitäten oder der faktisch gemessenen Nettoimporte. Die Verwendung der Importkapazitäten an Grenzkuppelstellen würde allerdings die technisch realisierbaren Importmengen überschätzen, während die Verwendung der faktischen Nettoimporte gänzlich ungeeignet erscheint, die wettbewerbsökonomisch relevante Größe der möglichen Importmenge zu approximieren.

140 Alternativ kämen hierfür auch Produktionsdaten in Frage, deren Qualität bezüglich der Abdeckung einzelner Erzeugungsanlagen jedoch noch nicht ausreichend erscheint.

141 Vgl. ENTSO-E Data Expert Group, Specific national considerations, März 2017.

142 Für den Zeitraum zwischen 17:45 Uhr und 0:00 Uhr am 2. November standen keine Informationen zu den tatsächlichen Lastwerten in deutschen Netzen zur Verfügung, alternativ wurde für diesen Zeitraum auf die Prognosewerte zurückgegriffen.

143 Hiermit wird der bisherigen Annahme eines getrennten Marktes für EEG-Strom des Bundeskartellamtes gefolgt. Gleichzeitig wird jedoch zu bedenken gegeben, dass sich die institutionelle Struktur der EEG-Förderung, z. B. durch die Einführung einer Förderung im Marktprämienmodell, geändert hat und dies unter Umständen eine gemeinsame Berücksichtigung der hier ausgeschlossenen Energiequellen zusammen mit konventionell erzeugtem Strom rechtfertigen könnte; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 84 f.

144 Dieses Vorgehen erscheint angemessen, da Einspeisungen aus dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energiequellen innerhalb eines Monats nicht besonders volatil sind. Dies belegen Daten des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz; vgl. http://www.50hertz.com /de/EEG/Veroeffentlichung-EEG-Daten/Verlauf-EEG-Stromeinspeisung, Abruf am 23. Mai 2017.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Stundenwerten zusammengefasst wurden. Alle Informationen zu den Einspeisungen aus dargebotsabhängigen und dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energiequellen wurden von ENTSO-E bezogen.

110. Einspeisungen und Entnahmen in und aus Stromübertragungsnetzen müssen zu jeder Zeit im Gleichgewicht gehalten werden. Übersteigen etwa die Entnahmen die Einspeisungen oder die Einspeisungen die Entnahmen, so muss im Rahmen einer Angebotssteuerung entweder zusätzliche Last ins Netz gespeist werden oder weniger eingespeist werden. Der Bedarf dieser ausgleichenden zusätzlichen oder geringeren Erzeugung wird auf einem eigenen Markt für Regelenergie gehandelt. Die jeweils vorzuhaltenden Mengen positiver und negativer Regelenergie werden dabei von den Übertragungsnetzbetreibern vorab festgelegt und wöchentlich ausgeschrieben.[145] Diese vorgehaltene Regelleistung und die damit verbundene zusätzliche Nachfrage nach Erzeugungskapazität muss bei der Bestimmung der Gesamtmarktnachfrage nach Erzeugungskapazität berücksichtigt werden. Da die abgerufene Regelleistung bereits in den Regelzonenlastwerten erfasst wird, muss lediglich die vorgehaltene, aber nicht abgerufene Leistung zusätzlich ermittelt und der Nachfrage zugerechnet werden. Es wurden hierzu die exakten Ausschreibungsmengen positiver Regelenergie mit der tatsächlich aktivierten positiven Regelleistung verrechnet.[146] Es gilt drei Typen von Regelleistung zu unterscheiden. So sorgt die Primärregelleistung für einen sekundenschnellen Netzausgleich. Die Sekundärregelleistung dagegen wird erst aktiviert, sobald ein Ungleichgewicht länger als 30 Sekunden besteht. Letztere muss mindestens in der Lage sein, einen Ausfall des größten angeschlossenen Kraftwerksblocks zu kompensieren. Die Tertiärregelleistung dient der Entlastung der Sekundärregelleistung und macht den größten Anteil der vorzuhaltenden Kraftwerksleistung aus. Im Rahmen der Primärregelleistung wurden von Österreich im Jahr 2016 +/- 65 MW und von Deutschland etwa zwischen +/- 650 MW und 850 MW bereitgestellt. Die vorzuhaltende Sekundärregelleistung betrug in Österreich +/- 200 MW und in Deutschland ungefähr +/- 2000 MW. Im Rahmen der positiven Tertiärregelung wurden in Deutschland im Jahr 2016 bis über 2700 MW vorgehalten, in Österreich dagegen nur 280 MW.[147]

RSI-Ergebnisse für 2016: keine Hinweise auf wesentliche Marktmacht

111. Die aktuellen RSI-Ergebnisse für die großen vier Energieversorger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW liefern keinen Anlass zur Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung. Damit ergibt sich keine wesentliche Veränderung gegenüber der letzten Analyse der Monopolkommission für das Jahr 2014.[148] Es wird hier einmal mehr deutlich, dass sich die Marktmachtverhältnisse auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom seit der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes für das Jahr 2008 deutlich verändert haben. Damals hatte das Bundeskartellamt für RWE und E.ON noch in 28 Prozent bzw. 56 Prozent der Jahresstunden RSI-Werte von unter 1,0 berechnet.[149]

112. Es wurden insgesamt vier verschiedene Szenarien bei der Berechnung der RSI-Werte berücksichtigt, um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber Änderungen einzelner Parameter einschätzen zu können. Das Hauptszenario (Szenario 1) ist jedoch nach Ansicht der Monopolkommission wegen seiner Aussagekraft über die tatsächlichen Marktmachtverhältnisse den anderen Szenarien vorzuziehen. Die einzelnen Szenarien werden im Folgenden näher beschrieben. Auf ein eigenes Szenario, in welchem die gesellschaftsrechtlichen Aufspaltungen der Geschäftsbereiche bei RWE und E.ON während des Jahres 2016 gleichsam als kartellrechtliche Auftrennungen gewertet werden,

---

[145] Vgl. die Internetplattformen zur Vergabe von Regelleistung in Deutschland und Österreich, www.regelleistung.net sowie www.apg.at/de/markt/netzregelung, Abruf am 31. August 2017.

[146] Informationen zu den aktivierten Regelleistungsmengen sind über die Internetseiten www.regelleistung.net sowie www.apg.at abrufbar.

[147] Während sich die jeweils ausgeschriebenen Regelenergiemengen in Österreich über das Jahr hinweg nicht ändern, schwanken diese in Deutschland und müssen daher taggenau zugerechnet werden.

[148] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 77.

[149] Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 105; Es gilt hier allerdings zu beachten, dass die Analyse des Bundeskartellamtes aufgrund von Abweichungen bei der Approximation der Parameter nicht uneingeschränkt vergleichbar ist. Zum Beispiel wird in der Analyse des Bundeskartellamtes ein gemeinsamer Markt mit Österreich vernachlässigt.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

wird an dieser Stelle verzichtet.[150] Im Sinne einer zukunftsorientierten Betrachtung des Marktes wäre eine derartige Sichtweise zwar grundsätzlich interessant, jedoch bliebe das Ergebnis, dass kein Anlass für eine Marktbeherrschungsvermutung besteht, zwangsläufig unverändert. Darüber hinaus handelt es sich in den Fällen RWE und E.ON bei der Aufspaltung der Erzeugungstätigkeit gerade um die Trennung von Erzeugung aus konventionellen und erneuerbaren Energiequellen, für welche ohnehin getrennte Märkte angenommen werden.

- Szenario 1 (Hauptszenario): Berechnung des RSI unter Berücksichtigung aller mittels Dominanzmethode und Bezugsrechteinformationen zurechenbaren Erzeugungskapazitäten sowie der maximalen Nettoimporte als zusätzliche Gesamtmarktkapazität und einzelnen Anbietern nach Erzeugungsart zugerechneten Nichtverfügbarkeiten.
- Szenario 2: Entspricht Szenario 1, ohne Berücksichtigung der maximalen Nettoimporte bei der Berechnung der Marktkapazität. Somit sind Importe lediglich in der Marktnachfrage als tatsächliche Importe erfasst.
- Szenario 3: Entspricht Szenario 1, ohne die Berücksichtigung von unternehmensspezifischen Nichtverfügbarkeiten. Damit wird der Fall angenommen, dass alle Nichtverfügbarkeiten bei Wettbewerbern auftreten, nicht jedoch beim jeweils untersuchten Unternehmen.
- Szenario 4: Entspricht Szenario 1, jedoch werden die Kapazitäten der größten beiden deutschen Anbieter aufsummiert. Das Szenario gibt demnach einen gemeinsamen RSI für RWE und E.ON an, um potenzielle Auswirkungen durch Parallelverhalten für die Marktmachtverhältnisse zu demonstrieren.

113. Tabelle 2.6 zeigt Durchschnitts- und Extremwerte der berechneten stündlichen Indexwerte für jeden der vier großen Energieversorger während des Jahres 2016 für das Hauptszenario. Der Mittelwert (arithmetisches Mittel) über das gesamte Jahr liegt bei allen Anbietern über einem Wert von 2,0 und auch die Medianwerte liegen lediglich im Falle RWE knapp unter 2,0. Durchschnittlich ist demnach bei keinem der Anbieter eine marktmächtige Stellung anzunehmen, da dies nach den gängigen Schwellenwerten erst dann der Fall ist, wenn der RSI unter einen Wert von 1,0 oder zumindest 1,2 sinkt.[151] Von besonderem Interesse sind daher die beobachteten Minimalwerte, welche Aufschluss darüber geben, ob ein individueller Anbieter überhaupt zu irgendeinem Zeitpunkt im Jahr 2016 unverzichtbar für die Nachfragedeckung war. Hierfür müsste der RSI unter den Wert 1,0 sinken, doch dies ist bei keinem der betrachteten Anbieter der Fall. Es wird jedoch vom Bundeskartellamt noch bis zu einem Wert von 1,2 von einer marktmächtigen Stellung ausgegangen. Doch selbst dieser Schwellenwert wird ausschließlich im Fall RWE unterschritten, dessen Minimalwert bei 1,14 liegt.

114. Ob eine Unterschreitung des Schwellenwertes von 1,2 bei RWE lediglich in einer einzelnen Jahresstunde erfolgte oder in einem relevanten Anteil der Jahresstunden, lässt sich Tabelle 2.7 entnehmen. Tabelle 2.7 zeigt den Anteil der Jahresstunden, in welchem die RSI-Werte einen bestimmten Schwellenwert unterschreiten. Im Hauptszenario 1 geschieht dies für RWE bei einem Schwellenwert von 1,2 in nur 0,17 Prozent der Jahresstunden. Hiermit wird die Grenze von 5 Prozent, ab deren Überschreiten das Bundeskartellamt in seiner jahresübergreifenden Betrachtung von einer marktbeherrschenden Stellung ausgeht, bei weitem unterschritten. Grafisch lässt sich dieses Verhältnis in Abbildung 2.12 und Abbildung 2.13 nachvollziehen. In Abbildung 2.12 wurden die kumuliertem relativen Häufigkeiten der RSI-Werte in einem Diagramm abgetragen und die RSI-Schwellenwerte sowie die 5-Prozent-Schwelle auf der Achse der Jahresstunden markiert. Es wird deutlich, dass keines der betrachteten Unternehmen kritische RSI-Werte in mehr als 5 Prozent der Jahresstunden aufweist. Außerdem veranschaulichen Abbildung 2.12 und Abbildung 2.13 eine linkssteile Verteilung der RSI-Werte. Aufgrund dieser Verteilung kommt der Definition der RSI-Schwellenwerte eine große Bedeutung zu, denn je steiler die Verteilung um einen jeweiligen Schwellenwert ist, desto größere Veränderungen ergeben sich schon durch eine geringfügige Änderung dieses Schwellenwertes.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

---

[150] Vgl. hierzu Tz. 90 ff. in diesem Gutachten.

[151] Vgl. Tz. 104 f. in diesem Gutachten.

Tabelle 2.6: Statistische Kennzahlen der RSI-Werte – Szenario 1

	RWE	E.ON	Vattenfall	EnBW
Mittelwert	2,19	2,38	2,52	2,41
Median	1,97	2,15	2,28	2,17
Minimum	1,14	1,26	1,33	1,27
Maximum	19,90	21,35	22,51	21,59

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 2.7: Residual Supply Index

	Anteil Stunden in denen RSI < 1,2 (Angaben in %)				Anteil Stunden in denen RSI < 1,1 (Angaben in %)			
	RWE	E.ON	Vattenfall	EnBW	RWE	E.ON	Vattenfall	EnBW
Szenario 1	0,17	0	0	0	0	0	0	0
Szenario 2	1,23	0,01	0	0	0,05	0	0	0
Szenario 3	1,29	0	0	0	0,03	0	0	0
Szenario 4	5,39		-	-	1,27		-	-

Quelle: Eigene Berechnungen

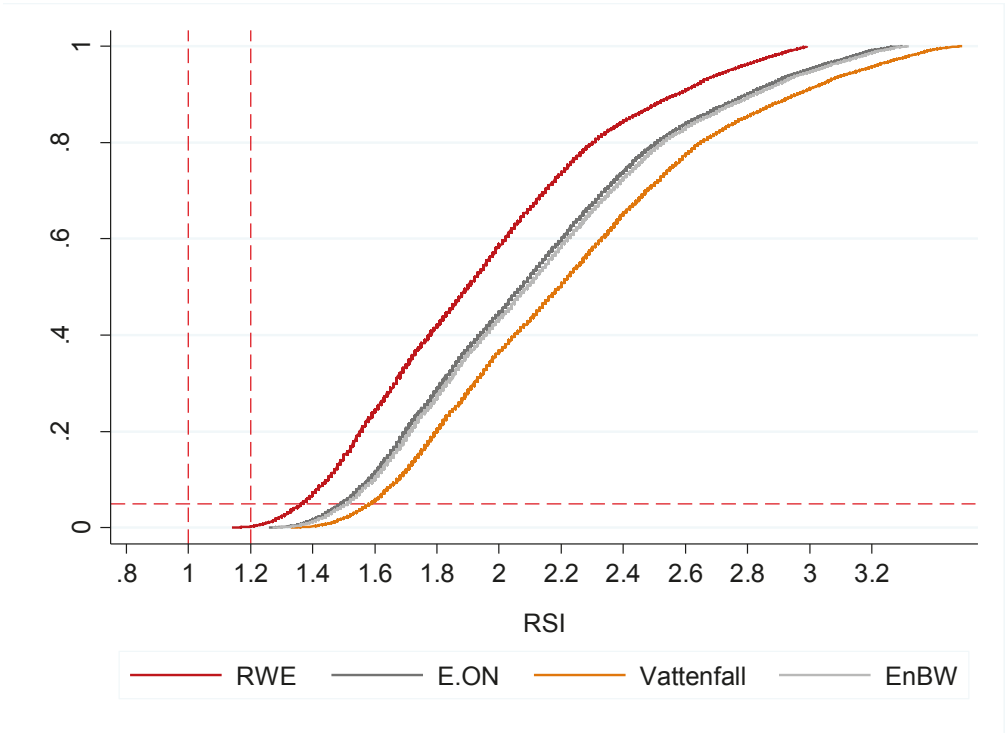
115. Kritische RSI-Werte (RSI < 1,2) treten lediglich in über 5 Prozent der Jahresstunden auf, wenn zwei große Versorgungsunternehmen, RWE und E.ON, aggregiert betrachtet werden (Szenario 4). Dies veranschaulicht zwar grundsätzlich die relativ hohe Marktkonzentration und damit verbundene Attraktivität wettbewerbsbeschränkenden Parallelverhaltens im Stromerstabsatzmarkt, jedoch gibt es derzeit keinerlei Anlass von derartigem wettbewerbsverzerrenden Verhalten auszugehen. Durch die Nichtberücksichtigung potenzieller Stromimporte (Szenario 2) und eigentümerspezifischer Nichtverfügbarkeiten (Szenario 3) verändern sich die Ergebnisse. Beispielsweise ergeben sich ohne Berücksichtigung der Importe auch für den Anbieter E.ON Indexwerte von unter 1,2. Die Ergebnisse verändern sich jedoch keinesfalls so stark, dass hieraus eine Marktmachtsvermutung entstehen würde. Aus einer methodischen Perspektive legen die Ergebnisse der Szenarien 2 und 3 zwar eine deutliche Sensibilität gegenüber der Art und Weise der Berücksichtigung von Importen und Nichtverfügbarkeiten nahe. Allerdings zeigt sich im vorliegenden Anwendungsfall, dass methodische Ungenauigkeiten aufgrund mangelhafter Datenverfügbarkeit nicht zu anderen als den zuvor gezogenen Rückschlüssen führen.

116. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die für das Jahr 2016 durchgeführte RSI-Analyse zur Marktmacht der größten vier Energieversorgungsunternehmen auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom keinerlei Anlass zur Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung eines Anbieters gibt. Zudem sind für eine Beurteilung der zukünftigen Entwicklung der Wettbewerbssituation auf dem Stromerstabsatzmarkt unbedingt aktuelle Konzernspaltungsprozesse zu beobachten und einer kartellrechtlichen Beurteilung zu unterziehen.

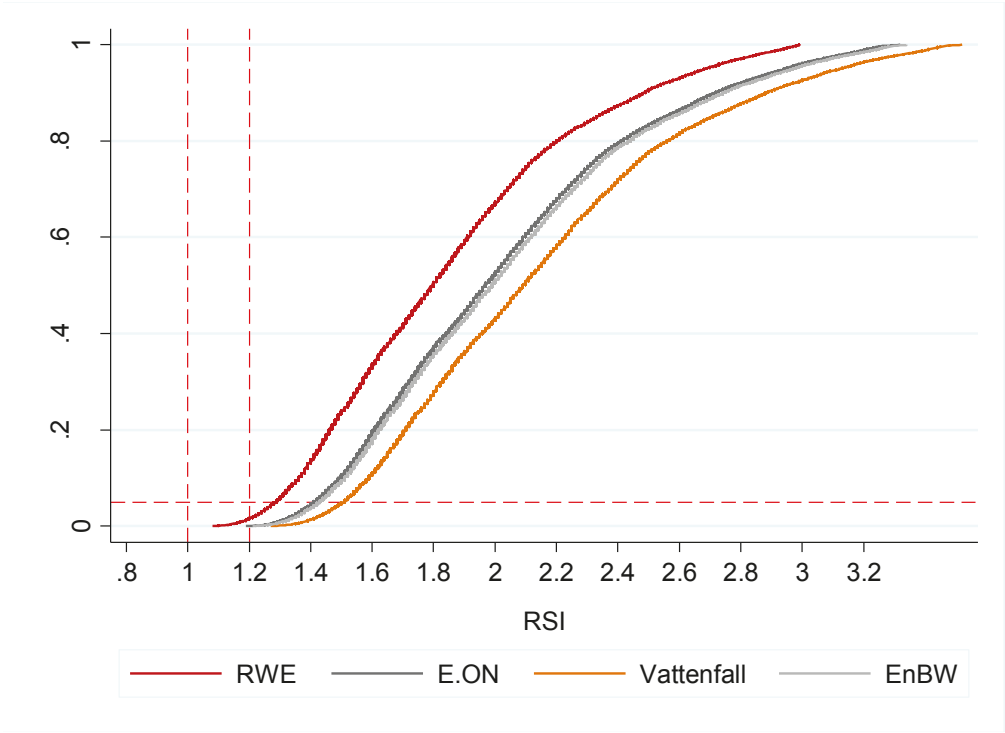
Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abbildung 2.12: Kumulierte relative Häufigkeiten der RSI-Werte

Szenario 1



Szenario 2



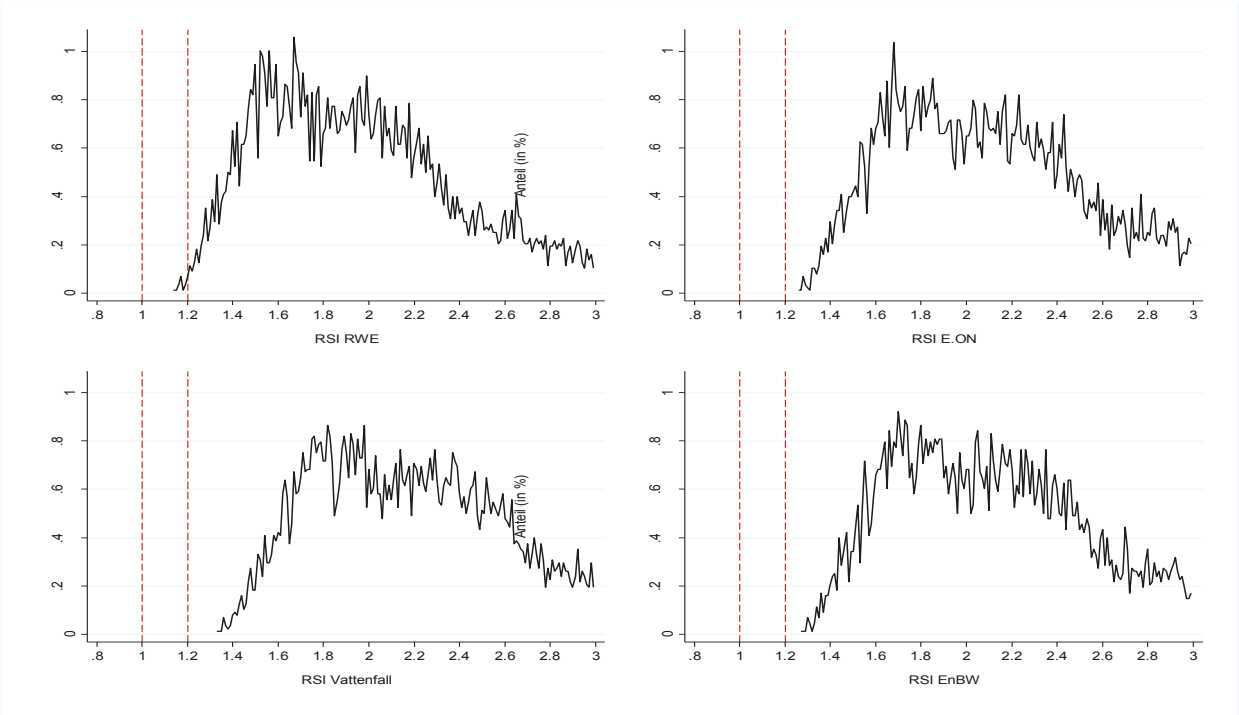
Anmerkungen: Die errechneten RSI-Werte gehen über die in den Abbildungen auf der Abszisse abgetragenen hinaus und wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt

Quelle: Eigene Berechnungen

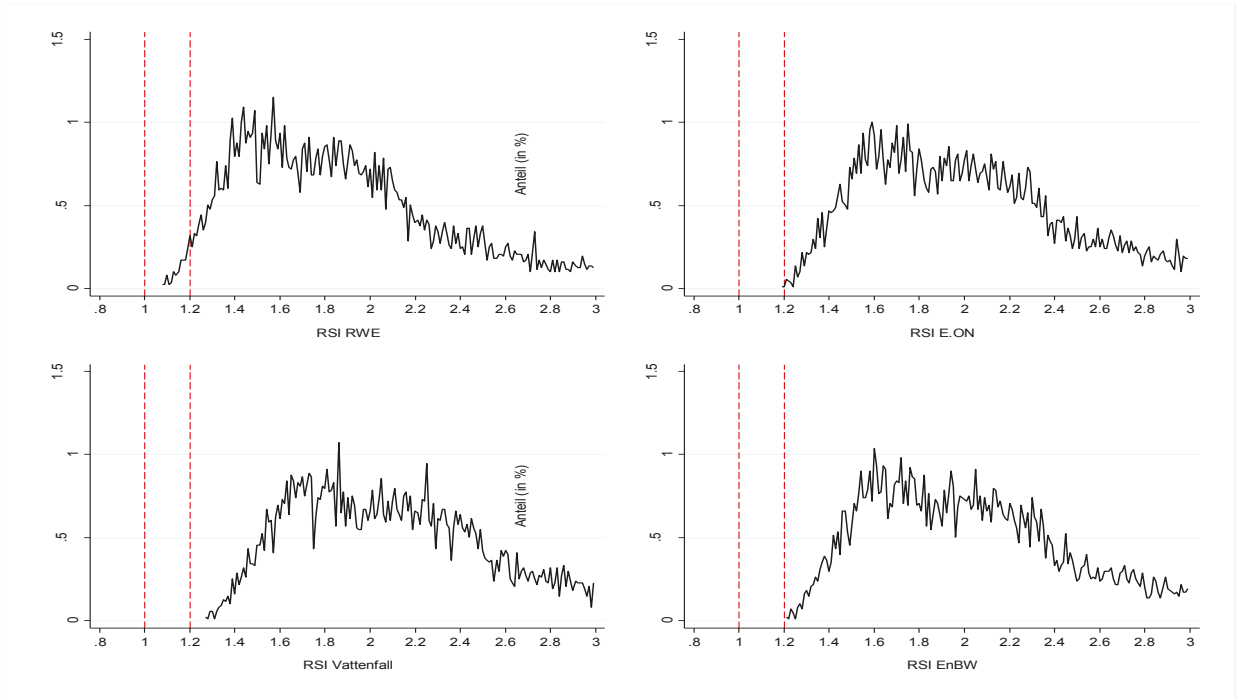
Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abbildung 2.13: Relative Häufigkeit der RSI-Werte

Szenario 1



Szenario 2



Anmerkungen: Die errechneten RSI-Werte gehen über die in den Abbildungen auf der Abszisse abgetragenen hinaus und wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt

Quelle: Eigene Berechnungen

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

2.3.4 Marktmachtanalyse anhand des Return on Witholding Capacity Index

117. Während der RSI einen bereits etablierten und von Wettbewerbsbehörden mehrfach eingesetzten Parameter darstellt, um die Marktmacht von Versorgern am Energiegroßhandelsmarkt zu evaluieren, sind in der wissenschaftlichen Diskussion eine Reihe weiterer Indizes diskutiert worden.[152] Die Monopolkommission ergänzt seit dem Energiesondergutachten 2015 ihre empirische Marktmachtanalyse durch die Ermittlung des Return on Withholding Capacity Index (RWC)[153]. Die nachfolgenden Erläuterungen zur Berechnung des RWC entsprechen somit im Wesentlichen den Ausführungen aus dem letzten Sondergutachten, wobei auf Unterschiede und Erweiterungen der Methodik gesondert eingegangen wird.

118. Die ergänzende Verwendung des RWC neben dem RSI bietet zusätzliche Erkenntnisse, da beide Indizes unterschiedliche Verhaltensanreize abbilden. So misst der RSI, ob ein Anbieter Marktmacht in Form einer pivotalen Marktstellung besitzt, indem der Index die Relevanz seiner Kapazitäten für die Abdeckung der Nachfrage berücksichtigt. Sind die Kapazitäten dieses Anbieters systemrelevant, dann ist er pivotal und kann den Preis erhöhen und dennoch einen Teil der Nachfrage bedienen. Demgegenüber wird durch den RWC für jede Stunde erfasst, ob sich die Zurückhaltung von Kapazität für einen Anbieter lohnen würde. Die vom RWC adressierte Situation erfasst daher das Kalkül eines Anbieters, dass der Markt bei Zurückhaltung von Kapazität durch die zunehmende Knappheit (bedingt z. B. durch den Einsatz eines teureren Kraftwerks) einen höheren Preis ermittelt, ohne dass diese Preiserhöhung unbedingt besonders hoch ausfallen muss. Ein entsprechender unilateraler Effekt kann auch dann gegeben sein, wenn der Anbieter nicht über eine pivotale Stellung verfügt. Anreize zur Kapazitätszurückhaltung außerhalb von Spitzenlastsituationen hängen insbesondere auch vom Kraftwerksportfolio ab, das im RWC im Unterschied zu anderen häufig verwendeten Indikatoren wie dem RSI miterfasst wird. Der RWC eignet sich somit dafür, die Gefahr einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung einzuschätzen und die kartellrechtliche Marktbeherrschung zu fundieren.

119. Der RWC wird stundenbasiert nach der folgenden Formel berechnet:

$$RWC_{i,t} = \frac{\beta_t \left(eingesetzte\ Kapazität_{i,t} - 1\right)}{Marktpreis_t}$$

Der Parameter β stellt dabei die Preissteigerung durch die Zurückhaltung von einer Einheit Kapazität dar. Diese Preissteigerung in der entsprechenden Stunde *t* wird mit der von Anbieter *i* eingesetzten Kapazität abzüglich einer Einheit (die zurückgehalten wurde) multipliziert. Daraus ergibt sich die geschätzte Vergütung eines Anbieters, die dieser durch die Zurückhaltung einer Kapazitätseinheit erhält. Durch die Normierung dieser Vergütung anhand des Marktpreises zum Zeitpunkt *t* lässt sich einschätzen, ob der Anbieter den durch die Kapazitätszurückhaltung entgangenen Umsatz kompensieren kann.

120. Der RWC kann Werte von 0 bis unendlich annehmen, wobei der Wert 1 einen wichtigen Grenzwert darstellt. Bei diesem Wert wird der durch die Kapazitätszurückhaltung entgangene Umsatz voll kompensiert. Ab einem Wert von 1 sind deshalb auf jeden Fall Anreize zur Kapazitätszurückhaltung gegeben. Werte unter 1 kompensieren den Umsatzrückgang durch die Zurückhaltung von Kapazität nicht vollständig. Da bei dem Anbieter allerdings die variablen Kosten für die nicht produzierte Menge entfallen, können auch bei diesem Wert Anreize zur Kapazitätszurückhaltung vorliegen. Weil die variablen Kosten sich jedoch stark unterscheiden können, und insbesondere abhängig sind von dem zurückgehaltenen Kraftwerkstyp, sind Werte unter 1 interpretationsbedürftig.[154] Wird der

---

[152] Insbesondere infolge der kalifornischen Energiekrise sind diverse Indizes vorgeschlagen worden. Für einen Überblick vgl. Twomey, P. u. a, A Review of the Monitoring of Market Power, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504.

[153] Der Vorschlag zur Verwendung des RWC als zusätzlichen Marktmachtindex beruht auf einem Papier von Bataille/Steinmetz/Thorwarth (2014); vgl. Bataille, M./Steinmetz, A./Thorwarth S., Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets – Lessons from Applications in Germany, ZEW - Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 14-048, Juli 2014. Zur Berechnung im Sondergutachten 2015 vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Kapitel 2.1.3.3.

[154] Das Problem einer sachgemäßen Interpretation, insbesondere für die Feststellung einer Marktbeherrschung im Sinne des Kartellrechts, besteht ebenso auch beim RSI; vgl. Tz. 105 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

RWC über mehrere Jahre berechnet, lassen sich beispielsweise Einschätzungen über die Entwicklung der Marktverhältnisse vornehmen.

121. Die für die Berechnung des RWC notwendigen Eingangswerte liegen nicht unmittelbar vor, sondern müssen zum Teil zunächst ermittelt werden. Die Bestimmung dieser Werte kann mit unterschiedlichem Aufwand und, damit verbunden, unterschiedlicher Genauigkeit erfolgen. Dies betrifft zum einen die Berechnung der durch die Kapazitätszurückhaltung ausgelösten Preissteigerung, zum anderen die Kalkulation der eingesetzten Kapazität eines Anbieters. Bei der Entscheidung darüber, mit welchem Aufwand die Bestimmung dieser Werte erfolgen sollte, ist darauf hinzuweisen, dass der RWC als Screening Instrument für das Monitoring konzipiert wurde und deshalb eine einfache, aber aussagekräftige Annäherungsmethode darstellt. Allerdings hat sich gegenüber dem letzten Energiesondergutachten der Monopolkommission und der erstmalig erfolgten Kalkulation des RWC die Datengrundlage erheblich verbessert. Ursächlich für diese Verbesserung ist die fortgeschrittene Umsetzung der Transparenzvorschriften und die Veröffentlichung zahlreicher Energiemarktkennziffern auf der Transparentplattform der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E Transparency). Auf dieser Basis konnte die Schätzung des β-Wertes und der laufenden Kapazität erheblich genauer vorgenommen werden, wie nachfolgend beschrieben wird.

122. Die Ermittlung der durch die Zurückhaltung von Kapazität ausgelösten Preissteigerung basiert auf Grundlage des Zusammenhangs zwischen Day-ahead-Großhandelspreisen und der erwarteten Residualnachfrage nach konventioneller Energie. Da im Echtzeit-Stromhandel nur eine geringfügig elastische Nachfrage besteht, kann eine OLS-Schätzung des Preises auf Basis von Nachfrageänderungen Auskunft über die Preiserhöhung bei Lastzurückhaltung geben.[155] Für diese Untersuchung werden zur Abbildung der Nachfrage erstmals Daten zur vortägigen Lastschätzung zugrunde gelegt. Diese Daten werden um die am Vortag geschätzte Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie korrigiert, weil diese Energieträger unflexibel und unabhängig vom Preis eingespeist werden. Gleiches betrifft die Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken, bei denen allerdings die tatsächliche Erzeugung am Liefertag zur Korrektur der Nachfrageschätzung genutzt wurde. Anhand der verbesserten Datengrundlage zeigt sich der Zusammenhang zwischen erwarteter Nachfrage und Preisen noch deutlicher als in früheren Untersuchungen. Im Unterschied zu früheren Untersuchungen lässt sich nunmehr deutlicher sehen, dass eine Lastveränderung bei Schwachlast und bei Spitzenlast kontinuierlich zu stärkeren Preisausschlägen führt. Während in der Untersuchung des 2015er Sondergutachtens für das Jahr 2014 der Zusammenhang zwischen Schwachlast- und Spitzenlastphasen mittels einer linearen Funktion hinreichend beschrieben werden konnte, lässt sich auf Grundlage der besseren Daten für 2016 nun ein nicht-linearer Zusammenhang erkennen, der durch eine kubischen Funktion geeignet angenähert werden kann (vgl. Abbildung 2.14). Eine Korrektur der Nachfrage um die Grundlast wird deshalb nicht mehr vorgenommen.[156] Die ermittelte Funktion bildet damit den wahrscheinlichen Zusammenhang zwischen einer Nachfrageveränderung und dem Preis ab, den ein Händler bei der vortägigen Aktion erwarten kann. Die auf Basis der Ableitung des gefundenen Polynoms für jede konkrete Handelsstunde bestimmbare Steigung lässt sich als erwartbare Preissteigerung bei Zurückhaltung von einem Megawatt Kapazität interpretieren.

123. Auch die an den Lieferzeitpunkten tatsächlich eingesetzte Kapazität eines Anbieters kann aufgrund der Verfügbarkeit zusätzlicher Daten für das Jahr 2016 besser angenähert werden, als in der im Sondergutachten vorgenommenen Untersuchung für 2014. Konnte damals der stundenscharfe Kraftwerkseinsatz nur grob auf Basis einer stilisierten Merit Order angenähert werden, so verbessert sich das Verfahren nun dadurch, dass durch die ENTSO-

---

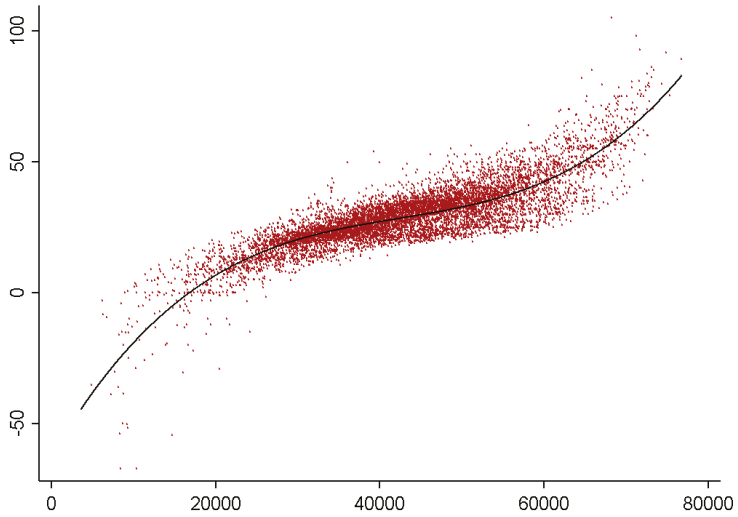
[155] Bei der Verwendung des OLS-Schätzers ist zu berücksichtigen, dass die Echtzeit-Preiselastizität der Nachfrage auf Spotmärkten typischerweise als extrem gering angenommen wird, sodass eine signifikante Beeinträchtigung der Robustheit der Schätzergebnisse durch Endogenität nicht zu erwarten ist. Zwar werden sukzessive Maßnahmen zur stärkeren Flexibilisierung der Nachfrage umgesetzt; diese Entwicklung steht jedoch noch am Anfang und die Maßnahmen zielen nur bedingt auf den Echtzeithandel am Spotmarkt. Untersuchungen über die Höhe der Echtzeit-Preiselastizität auf Spotmärkten gibt es nur wenige. In der Studie von Lijesen (2007) ermittelt dieser für den holländischen Spotmarkt eine Preiselastizität zwischen -0,0014 und -0,0043. für den deutschen Markt wird in einer ähnlichen Studie von Knaut und Paulus (2016) auf Basis des Jahres 2015 eine Elastizität von -0,004 und 0,006 ermittelt; vgl. Lijesen, M.G., The Real-Time Price Elasticity of Electricity, Energy Economics 29(2), 2007, S. 249–258; Knaut, A, Paulus, S, When Are Consumers Responding to Electricity Prices? An Hourly Pattern of Demand Elasticity, EWI Working Paper, No 16/07, August 2016.

[156] Vgl. zu den Gründen der damaligen Korrektur um die Grundlast: Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 83.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

E Transparenzplattform entsprechende Daten für die Einspeisung je nach Kraftwerkstyp vorliegen. Die zu einer bestimmten Stunde eingesetzte Kapazität eines konkreten Energieversorgers wird ermittelt, indem sein Marktanteil bei einem bestimmten Kraftwerkstyp[157] mit der in einer Stunde eingesetzten Erzeugungskapazität des Kraftwerkstyps multipliziert wird. Allerdings liegen in dem verfügbaren Datensatz für einzelne Stunden keine Werte vor, sodass in der Untersuchung 8331 (von 8784) Jahresstunden berücksichtigt werden konnten.

Abbildung 2.14: Zusammenhang zwischen Residuallast und Preisen am Spotmarkt 2016



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der ENTSO-E Transparenzplattform

124. Auf Grundlage der ermittelten Preissteigerung bei einer Kapazitätsveränderung (stundenspezifischer β-Wert) und der approximierten laufenden Einspeisung eines Anbieters kann auf stündlicher Basis der RWC berechnet werden. Zu beachten ist, dass die mit dem RWC ermittelten Werte nichts darüber aussagen, ob tatsächlich Kapazitätszurückhaltung ausgeübt wurde oder eine Zurückhaltung technisch umsetzbar war. In Bezug auf die technische Umsetzbarkeit ist zu berücksichtigen, dass vor allem bei Grundlastkraftwerken, die vollständige Abschaltung für einen nur kurzen Zeitraum oftmals technisch nicht möglich ist. Liegt der Marktpreis unterhalb eines Preises bei dem selbst die inkrementellen Produktionskosten der Grundlastkraftwerke nicht gedeckt werden, dann ist anzunehmen, dass eine solche Situation vorliegt. Denn bei niedrigen oder gar negativen Preisen wäre eine weitere Reduzierung der Kraftwerkseinspeisung eigentlich rational und wettbewerbskonform. Da in diesen Stunden überoptimal viele Kraftwerke laufen, ist hier nicht von einem Missbrauchspotenzial durch Kapazitätszurückhaltung auszugehen. Deshalb wird der RWC nur für die 7113 (von 8331) Stunden kalkuliert, in denen der Preis im Jahr 2016 oberhalb eines durch das Modell kalkulierten durchschnittlichen Preises für Grundlast lag.[158]

125. Aus der Darstellung der Methodik wird deutlich, dass der berechnete RWC die stündlich vorliegenden Anreize zur Kapazitätszurückhaltung als Annäherung beschreibt. Seine Konzeption als Screening Instrument ist darauf ausgerichtet, eine grundlegende Einschätzung über die bestehenden Anreize zu erhalten und Entwicklungen über die Zeit nachzuverfolgen. Die Monopolkommission hat für das Jahr 2016 eine Auswertung vorgenommen, in der sie den durchschnittlichen RWC der einzelnen Unternehmen sowie jeweils den RWC für verschiedene Perzentile angibt.

---

[157] Vgl. Abschnitt 2.3.3 in diesem Gutachten.

[158] Dieser Grenzpreis beträgt EUR 19,50. Er wurde ermittelt, indem auf Basis der gefundenen Polynomfunktion der Preis geschätzt wurde, der für die durchschnittliche tatsächliche Einspeisemenge aus Braunkohle-, Atom- und Laufwasserkraftwerken zu erwarten ist.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

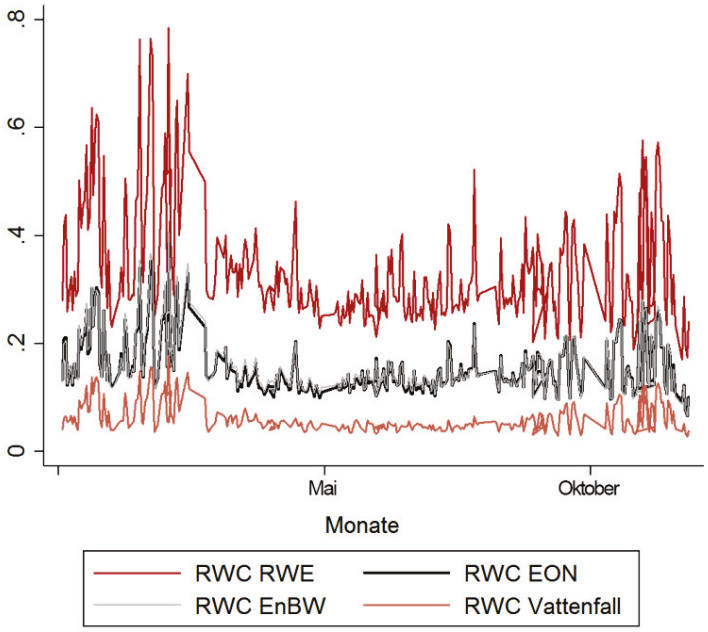
126. Danach ergeben sich die in Tabelle 2.8 dargestellten Werte für den RWC. Die Ergebnisse zeigen, dass lediglich RWE den kritischen Wert von 1,0 in wenigen Stunden überschreitet. Allerdings zeigt z. B. das Ergebnis von RWE für das 90 Prozent-Perzentil, dass in 10 Prozent der Jahresstunden mindestens 55 Prozent der durch eine Kapazitäts-zurückhaltung entgangenen Marktpreise durch die ausgelöste Preiserhöhung kompensiert werden könnten. Die Daten zeigen zudem, dass Anreize zur Kapazitätszurückhaltung nicht zwingend auf Stunden mit hoher Knappheit beschränkt sein müssen. Vielmehr kommen hohe Werte des Indikators sowohl bei Preisen unter als auch über dem Durchschnittspreis vor. Abbildung 2.15 zeigt die Verteilung von tagesdurchschnittlichen RWC-Werten für das Jahr 2016.

Tabelle 2.8: Return on Witholding Capacity Index für 2016 und 2014

	RWE		E.ON		Vattenfall		EnBW	
RWC-Werte	RWC 2016	(2014)	RWC 2016	(2014)	RWC 2016	(2014)	RWC 2016	(2014)
Arithmetisches Mittel	0,34	(0,42)	0,16	(0,23)	0,06	(0,24)	0,16	(0,2)
90 % Perzentil	0,55	(0,52)	0,26	(0,27)	0,11	(0,3)	0,26	(0,24)
95 % Perzentil	0,65	(0,55)	0,31	(0,29)	0,14	(0,33)	0,32	(0,25)
Anzahl der Stunden mit RWC > 1	19		0		0		0	

Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 2.15: Verlauf RWC-Tagesdurchschnittswerte in 2016



Quelle: Eigene Berechnungen

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

2.3.5 Fazit: Derzeit keine Marktmacht großer Energieversorger

127. Die Ergebnisse der empirischen Analysen der Monopolkommission lassen darauf schließen, dass im Untersuchungszeitraum keine erheblichen Probleme mit Marktmacht im Energiegroßhandel vorlagen. Damit entspricht das Ergebnis im Wesentlichen dem des vergangenen Sondergutachtens, was vor dem Hintergrund der im Markt weiterhin vorhandenen Überkapazitäten sowie der derzeit auf niedrigem Niveau liegenden Marktpreise auch zu erwarten war.

128. Obschon zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine erhebliche Marktmacht auf den Energiemärkten vorzuliegen scheint, ist bereits absehbar, dass es in Zukunft zu Änderungen in strukturellen Positionen großer Energieversorger kommen wird. Ursächlich für eine solche Änderung sind zum einen zunehmende Kraftwerksstilllegungen als Folge der geringen Marktpreise, zum anderen die gesetzlich vorgesehene Abschaltung von Atom- und Braunkohlekraftwerken. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Neuordnung bzw. Abspaltung von Unternehmensteilen bei einzelnen Großversorgern eine Neuzuordnung von Kapazitäten erfordern könnte. Vor diesem Hintergrund ist die Weiterentwicklung der Marktbeobachtung und Marktanalyse von erheblicher Bedeutung.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Kapitel 3

Umsetzung der Energiewende

3.1 Klimaziele und ihre Umsetzung

129. In Deutschland werden als umweltpolitische Ziele die Reduktion von Treibhausgasemissionen sowie der Ausstieg aus der Kernenergie verfolgt. In Zusammenhang mit diesen Zielen wird häufig die Notwendigkeit der Energiewende betont. Unter der Energiewende wird dabei die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch sowie der Kernenergieausstieg verstanden. Da der Ausbau erneuerbarer Energien insbesondere auch notwendig ist, weil die nukleare Erzeugung angesichts der fortschreitenden Klimaerwärmung weitestgehend nicht durch fossile Energieträger ersetzt werden soll, kann die Reduktion von Treibhausgasemissionen als primäres Ziel der Energiewende identifiziert werden.

130. Die Reduktion von Treibhausgasemissionen ist ein Ziel, das sich auf ein global wirkendes Phänomen bezieht. Ein einzelnes Land, das seinen Treibhausgasausstoß reduziert, trägt zwar die Kosten, die diese Reduktion zur Folge hat (Vermeidungskosten). Von der Reduktion profitieren jedoch weltweit alle Länder. Somit haben einzelne Länder geringe Anreize, den Ausstoß von Treibhausgasen unilateral zu reduzieren. Eine internationale Kooperation ist in der Klimapolitik daher essenziell.

131. Im Rahmen von internationalen Kooperationen können gemeinsame Ziele für die Reduktion von Treibhausgasemissionen festgelegt werden. Um die gemeinsam definierten Ziele durchsetzen zu können, bedarf es zudem eines Lenkungsinstruments, das einzelne Akteure dazu veranlasst die externen Kosten, die mit dem Ausstoß von Treibhausgas verbunden sind, zu internalisieren. Ein solches Lenkungsinstrument stellt ein Handel mit Emissionszertifikaten dar. Dabei sollte die Gesamtmenge an Zertifikaten dem angestrebten Ausstoß von Treibhausgasen entsprechen. Emittenten können mit diesen Zertifikaten handeln, müssen letztlich aber Zertifikate in Höhe ihrer eigenen Emissionen halten. Ein Handel mit Emissionszertifikaten stellt aus ökonomischer Sicht ein sehr überzeugendes Lenkungsinstrument dar. Auf europäischer Ebene wird ein derartiges Handelssystem bereits eingesetzt. Um dieses und weitere aktuell zum Einsatz kommende klimapolitische Instrumente zu beurteilen, wird zunächst die Zielstruktur auf internationaler wie nationaler Ebene vertiefend analysiert.

3.1.1 Internationale Abkommen und Ziele der Klimapolitik in Deutschland

132. Im November 2016 hat das Bundeskabinett den Klimaschutzplan 2050 beschlossen. Dieser bekräftigt das bereits im Energiekonzept aus dem Jahr 2010 vorgesehene Ziel, den Ausstoß von Treibhausgasen gegenüber dem Jahr 1990 bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent zu verringern.[159] Außerdem wird in Übereinstimmung mit dem Pariser Abkommen als langfristiges Ziel die Orientierung am Leitbild einer weitgehenden Treibhausgasneutralität[160] bis Mitte des Jahrhunderts ausgegeben.

133. Das Pariser Abkommen, das im Dezember 2015 auf der Weltklimakonferenz geschlossen wurde, ist das erste internationale Abkommen, in dem sich alle Mitglieder der Vereinten Nationen dazu verpflichten,[161] dazu beizutragen, die Erderwärmung auf weniger als zwei Grad im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen.[162] Das Pariser Abkommen stellt nach dem Kyoto-Protokoll aus dem Jahr 1997, das ausschließlich Industriestaaten verpflichtete, die wichtigsten Treibhausgasemissionen zu senken, einen weiteren Meilenstein dar. Allerdings bezieht

---

[159] Vgl. Unterrichtung durch die Bundesregierung, Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, BT.-Drs. 18/10370 vom 18. November 2016, S.2.

[160] Unter Treibhausgasneutralität wird ein Gleichgewicht zwischen den Emissionen und der Aufnahme von Treibhausgasen verstanden („netto null Emissionen“); vgl. ebenda, S. 4.

[161] Zu den Unterzeichnern gehörten auch die Vereinigten Staaten von Amerika. Allerdings hat der Präsident der Vereinigten Staaten im Juni 2017 das Ausscheiden der Vereinigten Staaten aus dem Pariser Klimaschutz-Abkommen angekündigt.

[162] Vgl. United Nations, Paris Agreement, 2015, Article 2, paragraph 1 (a).

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

sich die Einigung im Pariser Abkommen lediglich auf die weltweite Begrenzung der Erderwärmung. Welchen Beitrag die einzelnen Länder zur Erreichung dieses Ziels beitragen, wurde von den Ländern selbst in sog. Klimaschutzbeiträgen festgelegt. Es wird angenommen, dass die Klimaschutzbeiträge in Summe bisher nicht ausreichen, um die Erderwärmung auf weniger als zwei Grad zu begrenzen.[163]

134. Auch die Europäische Union hat einen Klimaschutzbeitrag bei den Vereinten Nationen eingereicht. Dieser sieht eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 vor. Auf dieses Ziel hatten sich die Staats- und Regierungschefs bereits im Oktober 2014 geeinigt.[164]

135. In Zusammenhang mit dem Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen wurden sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene zwei weitere Ziele definiert. Zum einen soll der Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch und zum anderen die Energieeffizienz steigen bzw. der Energieverbrauch sinken. Diese Ziele wurden im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 festgeschrieben und teilweise für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr spezifiziert. Zudem wurden quantitative Zwischenziele definiert. Beispielsweise soll der Energieverbrauch im Verkehrsbereich bis 2020 um rund 10 Prozent und bis 2050 um rund 40 Prozent gegenüber dem Jahr 2005 reduziert werden.[165] Tabelle 3.1 gibt einen Überblick der aktuellen quantitativen Ziele der Energiewende in Deutschland und stellt sie dem Status quo des Jahres 2015 gegenüber.

136. Mit dem Klimaschutzplan 2050 hat die Bundesregierung auch ihre Reduktionsziele für die Treibhausgasemissionen konkretisiert. Zum Beispiel sollen die Treibhausgasemissionen im Verkehr bis zum Jahr 2030 um 40 bis 42 Prozent reduziert werden. Tabelle 3.2 gibt einen Überblick der Reduktionsziele in den einzelnen Handlungsbereichen, die der Klimaschutzplan vorsieht.

137. Die Teil- und Zwischenziele der Klimapolitik dienen letztlich dem Primärziel, nämlich der Reduzierung der Erderwärmung mittels einer Verringerung der Treibhausgasemissionen. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ gibt regelmäßig eine Stellungnahme in Bezug auf die absehbare Zielerreichung ab.[166] Sie ist zuletzt zu dem Ergebnis gekommen, dass das primäre Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990 voraussichtlich nicht erreicht werden wird. Seit dem Jahr 2009 stagniert die Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Als Ursache wird insbesondere ein geringer Anteil erneuerbarer Energien bei gleichzeitig hohem Energieverbrauch im Verkehrsbereich identifiziert. Zudem bleiben die Einsparungen beim Stromverbrauch hinter den Erwartungen zurück.

138. Zwar können Zielverfehlungen in einzelnen Sektoren und in Bezug auf einzelne Teilziele identifiziert werden, dennoch sollte auf spezifische Maßnahmen zugunsten eines umfassenden Lenkungsinstruments verzichtet werden. Auch die genannte Expertenkommission weist auf die bereits bestehende Vielzahl an kleinteiligen Maßnahmen in Deutschland hin, die die Zielerreichung gewährleisten sollen. Insbesondere, wenn die mit dem Klimaschutzplan 2050 festgelegten Ziele erreicht werden sollen, seien allerdings weitergehende Maßnahmen notwendig. Gleichzeitig bestehe aufgrund von Wechselwirkungen die Gefahr, dass die Steuerbarkeit verloren geht. Vor diesem Hintergrund sei „ein einheitlicher umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert.“[167] Dieser würde direkt am Primärziel, den Ausstoß von Treibhausgasemissionen zu reduzieren, ansetzen.

---

[163] Vgl. Unterrichtung durch die Bundesregierung, Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, BT.-Drs. 18/10370 vom 18. November 2016, S. 2.

[164] Ebenda, S. 11.

[165] Vgl. Unterrichtung durch die Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung, BT-Drs. 17/3049, S. 3.

[166] Für das aktuelle Berichtsjahr vgl. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Dezember 2016.

[167] Vgl. ebenda.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Tabelle 3.1: Quantitative Ziele der Energiewende

	2015	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Reduktion Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-28,1 %	mindestens -40 %	mindestens -55 %	mindestens -70 %	mindestens -80 % bis -95 %
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoenergieverbrauch	14,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	31,6 %	Mindestens 35 %	Mindestens 50 % (EEG: 2025: 40 bis 45 %)	Mindestens 65 % (EEG: 2035: 55 bis 60 %)	Mindestens 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			
Anteil im Verkehrsbereich	5,2 %	10 %*			
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-7,6 %	-20 %			-50 %
Energieproduktivität (2008-2050)	1,3 % pro Jahr	2,1 % pro Jahr	2,1 % pro Jahr	2,1 % pro Jahr	2,1 % pro Jahr
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-4,0 %	-10 %			-25 %
Primärenergiebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-15,9 %				-80 %
Wärmebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-11,1 %	-20 %			
Energieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	1,3 %	-10 %			-40 %

Anmerkungen: * Ziel gemäß Art. 3 Abs. 4 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU L140 vom 5. Juni 2009, S. 28.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an BMWi, Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2015, Dezember 2016, S. 7.; Wert für die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Jahr 2015 gegenüber 1990: Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2015

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Tabelle 3.2: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder

Handlungsfeld	2030 (Minderung gegenüber 1990)
Energiewirtschaft	61-62 %
Gebäude	66-67 %
Verkehr	40-42 %
Industrie	49-51 %
Landwirtschaft	31-34 %
Sonstige	87 %

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an „Klimaschutzplan 2050“ der Bundesregierung; Unterrichtung durch die Bundesregierung, Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, BT.-Drs. 18/10370 vom 18. November 2016, S. 18

3.1.2 Den europäischen Emissionshandel als Instrument der Klimapolitik stärken

139. Um politisch angestrebte Emissionsreduktionsziele durchsetzen zu können, bedarf es eines Lenkungsinstruments zur Internalisierung externer Effekte. Existiert ein solches nicht, muss ein einzelner Emittent, beispielsweise ein Energieversorgungsunternehmen, die Kosten, die sein Ausstoß von Treibhausgasen auslöst, nicht allein tragen. Einzelne Unternehmen haben dann geringe Anreize, Treibhausgasemissionen zu vermeiden. Der externe Effekt, den beispielsweise ein Kohlekraftwerk verursacht, wird ohne staatliche Eingriffe nicht internalisiert.

140. Die Europäische Union hat ein derartiges Lenkungsinstrument eingeführt. Es ist ein Handel mit Emissionszertifikaten auf Unternehmensebene, das EU Emissions Trading System (EU-ETS).[168] Dabei wird eine Obergrenze („Cap“) für das Gesamtvolumen der Emissionen bestimmter Treibhausgase festgelegt, das emissionshandelspflichtige Anlagen während einer Handelsperiode ausstoßen dürfen. Entsprechend dieser Obergrenze erhalten Unternehmen Emissionsberechtigungen in Form von Zertifikaten durch kostenlose Zuteilung oder über eine Versteigerung im Rahmen einer Auktion. Diese Emissionszertifikate können die Unternehmen anschließend frei am Markt handeln. Am Jahresende muss jedes Unternehmen eine ausreichende Menge an Zertifikaten für seine gesamten Emissionen vorlegen. Im Zeitverlauf wird die Anzahl der ausgegebenen Zertifikate reduziert, sodass auch das Gesamtvolumen der Emissionen sinkt.

141. Aus ökonomischer Sicht stellt ein derartiger Handel mit Zertifikaten für den Ausstoß von Treibhausgasen ein sehr überzeugendes Instrument für die Klimapolitik dar. Zum einen setzt die Obergrenze für das Emissionsvolumen direkt an dem politischen Ziel der Begrenzung der Emissionen an. Der Herausgeber der Zertifikate behält theoretisch jederzeit die Kontrolle über das Emissionsvolumen und damit die Erfüllung des Reduktionsziels. Zum anderen gewährleistet die dezentrale Marktkoordination die Kosteneffizienz, da die Zertifikate über den Handel genau dort eingesetzt werden, wo ihre Verwendung am dringlichsten ist. Emittenten, für die es relativ leicht ist, Emissionen zu vermeiden, können ihre Zertifikate an Emittenten verkaufen, für die eine Emissionsreduktion vergleichsweise teuer ist. Es werden also dort Emissionen vermieden, wo dies am günstigsten möglich ist. Somit kann durch den Handel mit Emissionszertifikaten nicht nur das Gesamtvolumen begrenzt werden, zusätzlich werden für Emittenten Anreize gesetzt, in Vermeidungstechnologien zu investieren.

---

[168] Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. EU L 275 vom 25. Oktober 2003, S. 32.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

142. Das EU-ETS umfasst derzeit mehr als 11.000 Anlagen der Stromerzeugungs- und verarbeitenden Industrie, sowie Luftfahrzeugbetreiber in allen 28 EU-Ländern, sowie Island, Liechtenstein und Norwegen. Insgesamt sind damit laut der Europäischen Kommission rund 45 Prozent der Treibhausgasemissionen der Europäischen Union abgedeckt.[169] Bisher entfaltet das EU-ETS jedoch noch nicht die erwünschte Wirkung in Bezug auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Während Preise in Höhe von 40-60 EUR/t CO_2 für notwendig gehalten werden, lag der Zertifikatspreis seit Einführung des EU-ETS im Jahr 2005 nur kurzzeitig oberhalb von 25 EUR/t CO_2.[170]

143. Der Grund für die geringen Preise der Zertifikate ist ein Angebotsüberschuss. Dieser resultiert zum Teil noch aus früheren Handelsperioden des EU-ETS. In der ersten Handelsperiode des EU-ETS (2005-2007), welche als Pilotphase betrachtet wurde, waren die Regeln und das Budget vornehmlich auf nationaler Ebene ausgestaltet worden. Die Zuteilung der Rechte erfolgte kostenlos und orientierte sich an dem geschätzten bisherigen Emissionsvolumen von Anlagen. In der zweiten Handelsperiode (2008-2012) wurden die Obergrenzen für die Mitgliedsstaaten gesenkt und die Emissionsberechtigungen erstmals nicht in vollem Umfang kostenlos zugeteilt. Dennoch waren bis zum Ende der zweiten Handelsperiode ca. 1,8 Mrd. überschüssige Zertifikate zu verzeichnen, welche in die dritte Handelsperiode (2013-2020) übertragen werden konnten.[171] Die aktuell laufende dritte Handelsperiode ist die erste Handelsperiode, in der eine europaweite Obergrenze und einheitliche Zuteilungsregeln gelten. Die Emissionszertifikate werden nun überwiegend versteigert.[172]

144. Um die überschüssigen Zertifikate abzubauen, wurde zudem beschlossen, dem Markt in den Jahren 2014 bis 2016 insgesamt weniger Zertifikate zuzuführen als ursprünglich geplant („Backloading“). Diese Zertifikate sollten ursprünglich im Jahr 2019 versteigert werden, werden nun jedoch in die sog. Marktstabilitätsreserve überführt, die mittlerweile beschlossen wurde. In der Marktstabilitätsreserve können jährlich bis zu 12 Prozent an überschüssigen Zertifikaten aufgenommen werden. Diese Zertifikate werden dem Markt zunächst entzogen. Nur wenn die Überschüsse unter einen bestimmten Schwellenwert sinken, werden sie wieder versteigert. Weitere Vorschläge der Kommission für die vierte Handelsperiode (2021-2030) sind die Erhöhung des Reduktionsziels, d. h. der jährlichen Menge, um die die Anzahl der ausgegebenen Zertifikate sinkt, von 1,74 auf 2,2 Prozent, sowie eine weitere Erhöhung des Anteils an Zertifikaten, die versteigert werden. Aktuell ist jedoch nicht davon auszugehen, dass diese Maßnahmen ausreichen, um das für die Erreichung der Reduktionsziele zu große Angebot an Zertifikaten zu beheben.[173]

145. Der Überschuss an Zertifikaten im EU-ETS und die voraussichtlich relativ moderaten Anpassungen zeigen, dass die Anwendung des theoretisch effizienten Instruments Zertifikatehandel das Problem der fehlenden Internalisierung der externen Kosten des Ausstoßes von Treibhausgasen bisher nur bedingt lösen konnte. Die am EU-ETS teilnehmenden Mitgliedsstaaten müssen sich auf eine wirksame Obergrenze für Zertifikate bzw. auf Reformmaßnahmen einigen, welche die Menge an Zertifikaten ausreichend begrenzen, um die Emissionsreduktionsziele zu erreichen. Eine derartige Einigung konnte bisher nicht erreicht werden.

146. Insbesondere aufgrund der Tatsache, dass die Emissionsreduktionsziele in Deutschland deutlich ambitionierter ausfallen als diejenigen, die von der Europäischen Union bislang angestrebt werden, sollte sich die Bundesregierung deutlich für eine Stärkung des EU-ETS einsetzen.

147. Eine Maßnahme, die zusätzliche Effizienzen generieren könnte, wäre die Einbeziehung weiterer Sektoren in den Zertifikatehandel. Über die so erfolgende einheitliche Preissetzung für Treibhausgasemissionen würden sektorübergreifend dort Emissionen vermieden, wo dies die geringsten Kosten verursacht. Über eine einheitliche Obergrenze für Treibhausgasemissionen über die Sektoren hinweg könnte der gesamte tatsächliche Ausstoß von

---

169 Vgl. https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de, Abruf am 9. August 2017.

170 Vgl. Gawel, E., Der EU-Emissionshandel vor der vierten Handelsperiode, EnWZ 8/2016, S. 352.

171 Marquardt, R.-M., Hebt das Emissionshandelssystem die Einsparungen des Ökostromausbaus auf?, Wirtschaftsdienst 96(7), 2016, S. 517.

172 Der energieintensiven Industrie werden die Zertifikate allerdings weiterhin kostenlos zugeteilt.

173 Vgl. beispielsweise Gawel, E., Der EU-Emissionshandel vor der vierten Handelsperiode, EnWZ 8/2016, S. 356.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Emissionen begrenzt werden. Die Monopolkommission empfiehlt der Bundesregierung, sich auf europäischer Ebene für einen Zertifikatehandel einzusetzen, der möglichst viele Sektoren umfasst.

148. Insbesondere im Verkehrssektor besteht in Deutschland eine Diskrepanz zwischen dem Ziel, den Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 um 40 Prozent zu reduzieren, und aktuellen Prognosen, die von einer tatsächlichen Reduktion um lediglich etwa neun Prozent ausgehen.[174] Die Teilnahme des Verkehrssektors am EU-ETS könnte über eine Verpflichtung zum Kauf von Zertifikaten beim Absatz von Mineralöl und Mineralölprodukten erfolgen. Tankstellen und Raffinerien würden die Kosten für die Zertifikate an die Endkunden weitergeben. Die Auswirkungen auf die Benzinpreise wären voraussichtlich relativ gering. Allerdings sollten die Wechselwirkungen mit weiteren Energiesteuern berücksichtigt werden.[175] In jedem Fall müsste bei Einbeziehung weiterer Sektoren in das EU-ETS die Menge an handelbaren Zertifikaten ausreichend begrenzt werden, sodass es nicht erneut zu Überschüssen kommt. Vielmehr bestünde im Rahmen einer derartigen Reform die Möglichkeit, das Gesamtvolumen ausreichend zu verknappen, um wirksame CO_2-Preise auszulösen.

149. Aufgrund des vorherrschenden Überschusses an Zertifikaten und den damit einhergehenden niedrigen Preisen, wird zunehmend diskutiert, ob ein Mindestpreis, ein Preiskorridor oder eine EU-weite CO_2-Steuer die Wirksamkeit des Emissionshandels verbessern könnte. Der Vorteil einer Flankierung der Mengensteuerung durch eine Preissteuerung kann schon darin bestehen, dass sich die Staatengemeinschaft gegebenenfalls leichter auf ein Preisziel einigen kann als auf verbindliche Emissionsmengen. Bei den Verhandlungen zur Aufteilung eines Gesamtvolumens an Emissionen auf einzelne Länder, hat jedes Land einen Anreiz eine möglichst große Menge für das eigene Land auszuhandeln. Die Konzentration auf ein Preisziel würde es ermöglichen, in den Verhandlungen Verteilungsfragen von Effizienzfragen zu trennen.[176]

150. Als Vorteil eines Mindestpreises oder Preiskorridors im Rahmen des EU-ETS wird weiterhin angeführt, dass insbesondere die Einführung eines Preiskorridors die Preisvolatilität mindern würde und so die Anreize für Vermeidungsinvestitionen stärken könnte. Dieser Vorteil der Preissteuerung könne mit dem Vorteil eines vorgegebenen Emissionsvolumens durch die Mengensteuerung des EU-ETS verknüpft werden.[177] Allerdings sollte eine zusätzliche Preissteuerung nur in Betracht gezogen werden, wenn sie möglichst umfassend und einheitlich über alle EU-ETS Mitgliedsstaaten und Sektoren hinweg ausgestaltet würde und gleichzeitig das Gesamtvolumen an Emissionen ausreichend begrenzen könnte, sodass das europäische Ziel, die Emissionen bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 um 40 Prozent zu reduzieren, eingehalten werden kann.

151. Allerdings hat es in der EU bereits im Jahr 2013 einen Vorstoß gegeben, für alle Sektoren, die nicht am EU-ETS teilnehmen, einen CO_2-Mindestpreis in Höhe von 20 EUR/t CO_2 einzuführen. Dieser Vorschlag, der im Rahmen einer Überarbeitung der Energiebesteuerungsrichtlinie[178] gemacht wurde, wurde im März 2015 jedoch von der Europäischen Kommission zurückgezogen.[179]

---

[174] Vgl. Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, S. 116, http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf, Abruf am 23. August 2017.

[175] Vgl. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, a. a. O., Tz. 60.

[176] Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, Die essentielle Rolle des CO_2-Preises für eine effektive Klimapolitik, November 2016, S. 8, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Ministerium/Veroeffentlichung-Wissenschaftlicher-Beirat/wissenschaftlicher-beirat-rolle-co2-preis-fuer-klimapolitik.pdf?__blob=publicationFile&v=20, Abruf am 23. August 2017.

[177] Vgl. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, a. a. O., Tz. 60.

[178] Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABl. EU L283 vom 31. Oktober 2003, S. 51.

[179] Vgl. High Level Group on Own Resources, Future Financing of the EU, 2016, http://ec.europa.eu/budget/mff/hlgor/library/reports-communication/hlgor-report_20170104.pdf, Abruf am 13. August 2017, S. 41.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

3.1.3 CO_2-Steuer und Sektorkopplung: Wirksamer Einsatz nationaler Steuerungsmechanismen

152. In Deutschland sind die Ziele in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen deutlich ambitionierter als auf EU-Ebene. Hier sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 55 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden.[180]

153. Eine Möglichkeit, auf nationaler Ebene Emissionen zu vermeiden, bestünde in einem nationalen CO_2-Mindestpreis bzw. einer nationalen CO_2-Steuer. Dieser Weg wird bereits von weiteren Ländern in der Europäischen Union gegangen oder geplant. Beispielsweise haben Großbritannien und die Niederlande nationale CO_2-Mindestpreise eingeführt. In Großbritannien wurde die Energiesteuer um eine CO_2-Steuer ergänzt. Diese zahlen Verkäufer von Kohle, Erdgas und Flüssiggas, wenn diese Energieträger zur Erzeugung von Strom eingesetzt werden sollen. Hierfür gibt der Staat einen Zielpreis vor, der momentan bei 18 GBP/t CO_2 liegt. Die CO_2-Steuer entspricht der Differenz aus diesem Zielwert und dem Preis für Zertifikate im Rahmen des EU-ETS.[181] Industrieunternehmen sind von dieser Steuer allerdings nicht betroffen.

154. Wird die Einführung einer CO_2-Steuer in Deutschland in Betracht gezogen, sollte diese möglichst alle Sektoren, die CO_2 emittieren, umfassen. Das Problem, dass neben dem Stromsektor langfristig auch weitere Sektoren, wie der Verkehr und die Wärmeerzeugung, auf erneuerbare Energien umgestellt werden müssen, ist mit der Festlegung von sektorspezifischen CO_2-Reduktionszielen im Klimaschutzplan 2050 bereits in den Fokus gerückt. Es ist unstrittig, dass die Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung teilweise elektrifiziert und/oder auf regenerativ erzeugte, synthetische Energieträger[182] umgestellt werden müssen, wenn die Treibhausgasemissionen reduziert werden sollen. Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Sektoren Verkehr und Wärme wird als Sektorkopplung bezeichnet. Der EE-Strom kann direkt genutzt werden, wie es bei elektrisch betriebenen Fahrzeugen oder Wärmepumpen der Fall ist (Elektrifizierung). Er kann aber auch zunächst in Wasserstoff oder synthetisches Gas umgewandelt werden, um anschließend in den Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung genutzt zu werden.[183]

155. Um die Umstellung der Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung auf regenerativen Strom bzw. regenerativ erzeugte, synthetische Energieträger durchzuführen, bedarf es wirksamer Anreize. Die Nachfrager werden regenerativen Strom bzw. regenerative erzeugte, synthetische Energieträger verwenden, wenn es verglichen mit dem Einsatz fossiler Energieträger für sie günstiger ist. In Deutschland besteht zusätzlich zum EU-ETS bereits ein Umlagen- und Abgabensystem, das unterschiedliche Belastungen für die genannten Sektoren nach sich zieht. Hierzu gehören die Energie- und die Stromsteuer sowie die EEG-Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien. Diese Abgaben und Umlagen werden beim Verbrauch von Energieträgern und von Strom in jeweils unterschiedlicher Höhe fällig. Sie können so umgerechnet werden, dass sie einen (impliziten) CO_2-Preis widerspiegeln. Mithilfe dieser Umrechnung kann gezeigt werden, dass die Sektoren im aktuellen System in Bezug auf den Ausstoß von CO_2 sehr unterschiedlich belastet werden. So ist die Belastung im Verkehrssektor deutlich stärker als im Wärmemarkt. Soll die Belastung unterschiedlicher Sektoren verglichen werden, müsste in Bezug auf den Strommarkt ebenfalls die Gesamtbelastung betrachten werden. Im Rahmen der Analyse des Umlagen- und Abgabensystems ist allerdings ebenfalls wichtig, dass aktuell der Stromverbrauch deutlich stärker belastet wird als die Stromerzeugung.[184]

---

[180] Vgl. Tabelle 3.1 in diesem Gutachten.

[181] Vgl. FÖS, Umsetzung eines CO_2-Mindestpreises in Deutschland – Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels, Oktober 2014, S. 15 ff., http://www.foes.de/pdf/2014-10-FOES-CO2-Mindestpreis.pdf, Abruf am 14. August 2017.

[182] Synthetische Kraftstoffe müssen im Gegensatz zu fossilen Kraftstoffen zunächst hergestellt werden.

[183] Vgl. Gils, H.-C., Sektorenkopplung als Baustein der Energiewende, in FVEE-Themen, Forschung für die Energiewende – die Gestaltung des Energiesystems, Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2016, S. 31-35.

[184] Aktuell ergeben sich im Verkehrssektor CO_2 -Preise von 275,12 EUR/t CO_2 (Benzin) bzw. 177,37 EUR/t CO_2 (Diesel). Im Wärmemarkt von 27,31 (Erdgas) EUR/t CO_2 bzw. 7,89 EUR/t CO_2 (Heizöl). In der Stromerzeugung betragen die Preise für EU-ETS-Zerifikate weniger als 7 EUR/t CO_2 (Daten für Januar 2016 bis August 2017 von energate), beim Stromverbrauch in Form von Stromsteuer

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Auch das Niveau des (impliziten) CO_2-Preises wird in Bezug auf die Stromnachfrage und den Verkehrssektor als vergleichsweise hoch eingeschätzt.[185]

156. Die impliziten Belastungen, die mit der aktuellen Ausgestaltung des Abgaben- und Umlagensystems einhergehen, führen bezüglich einer effizienten Vermeidung von Treibhausgasemissionen zu Fehlanreizen. Auf dem Strommarkt werden Stromnachfrager bei einer hohen Belastung des Stromverbrauchs durch die EEG-Umlage und die Stromsteuer tendenziell weniger erneuerbaren Strom nachfragen und dazu übergehen Strom selbst zu produzieren. Sie ziehen sich somit aus der Finanzierung der erneuerbaren Energien zurück. Derartige Ausweichstrategien treten auch an den Grenzen der Sektoren auf. So ist die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor relativ unattraktiv, wenn der Stromverbrauch mit relativ hohen Abgaben- und Umlagen belastet ist. Eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien, der sich in einer erhöhten EEG-Umlage niederschlägt, macht die Nutzung des erneuerbaren Stroms im Verkehrssektor nicht attraktiver, sondern weniger vorteilhaft.

157. Nationale Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen führen zu zusätzlichen Kosten. Die erwünschte Wirkung der Verringerung von Treibhausgasemissionen bleibt dagegen aus. Die wesentlichen Gründe dafür sind zum einen die zunehmende Integration der Energiemärkte und zum anderen das EU-ETS. Durch den Emissionszertifikathandel auf europäischer Ebene ist das Volumen von Treibhausgasemissionen in den beteiligten Sektoren bereits begrenzt. Zusätzliche nationale Maßnahmen, die zu einer Vermeidung von Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren innerhalb von Deutschland führen sollen, setzen Zertifikate frei, da Unternehmen in Deutschland Treibhausgasemissionen vermeiden müssen und daher weniger Zertifikate nachfragen. Dadurch sinken die Zertifikatpreise. In den anderen Ländern wird es für die Unternehmen nun günstiger, Zertifikate zu erwerben als Emissionen zu vermeiden. Die nun relativ günstigen Zertifikate werden dort genutzt, was zu einer Erhöhung des Treibhausgasausstoßes führt. Die Menge an Treibhausgasemissionen bleibt insgesamt unverändert. Das Klima ändert sich im Ergebnis nicht.[186]

158. Würde innerhalb von Deutschland beispielsweise die Verstromung von Steinkohle verringert, würde Deutschland vom Stromexporteur zum Stromimporteur werden. Die Verstromung von Steinkohle würde außerhalb Deutschlands, insbesondere in den Nachbarstaaten, zunehmen.[187] Die CO_2-intensive Stromerzeugung und damit auch die in Deutschland eingesparten Emissionen würden lediglich in das Ausland verlagert. Dieser Wirkmechanismus gilt unabhängig von dem konkreten Instrument, das eingesetzt würde, um zusätzliche Emissionen zu vermeiden.

159. Um den beschriebenen Effekt einer Verlagerung von Treibhausgasemissionen in das Ausland zu vermeiden, wird auch vorgeschlagen, dass die Bundesrepublik Deutschland Zertifikate in Höhe der durch die CO_2-Steuer eingesparten Emissionen aufkaufen könnte. Durch eine solche Offenmarktpolitik[188] würden direkt Emissionen verringert und die Wirksamkeit der nationalen Maßnahme zur Verringerung der Emissionen würde unterstützt. Da sich eine solche Maßnahme auf das EU-ETS auswirkt, ist allerdings zu prüfen, ob sie mit dem entsprechenden Rechtsrahmen auf Ebene der Europäischen Union vereinbar ist.

---

und Förderumlagen ca. 166 EUR/t CO_2; vgl. Löschel, A., Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“, 2017, S. 3 f., https://www.wiwi.uni-muenster.de/ceres/sites/ceres/files/downloads/news/stellungnahme_ loeschel.pdf, Abruf am 15. August 2017.

185 Vgl. ebenda, S. 3 f.

186 Auf diesen Zusammenhang hat die Monopolkommission bereits in früheren Gutachten wiederholt hingewiesen; vgl. beispielsweise Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 193 ff. sowie Sondergutachten 71, Tz. 189 ff.

187 Vgl. Bertsch, J. u. a., Auswirkungen von deutschen CO_2-Minderungszielen im europäischen Strommarkt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65(9), 2015, S. 33-36.

188 Der Begriff Offenmarktpolitik stammt aus der Geldpolitik und bezeichnet dort den Kauf von Wertpapieren durch die Zentralbank.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

160. Das EU-ETS wird durch die Bestimmungen der Richtlinie 2003/87/EG[189] geregelt. Die Mitgliedstaaten sind danach berechtigt, eigene Maßnahmen durchzuführen, insbesondere steuerliche Maßnahmen, welche zu den Zielen des EU-ETS beitragen.[190] Eingeführt werden kann zum Beispiel eine CO_2-Steuer, wie es in anderen EU-Mitgliedstaaten bereits der Fall ist.[191] Demnach beansprucht das EU-ETS also keine Ausschließlichkeit der Steuerung.[192] Maßnahmen der Mitgliedstaaten müssen jedoch mit den Zielen des EU-ETS übereinstimmen. Laut Verordnung und Rechtsprechung ist es das Hauptziel des Emissionshandels, zum Schutz der Umwelt die Treibhausemissionen zu verringern und damit den Verpflichtungen der Union und ihrer Mitgliedstaaten aus dem Protokoll von Kyoto nachzukommen.[193] Dieses Hauptziel soll unter Einhaltung einer Reihe von Unterzielen, nämlich dem gleichzeitigen Schutz der wirtschaftlichen Entwicklung, der Beschäftigungslage, der Integrität des Binnenmarkts und der Wettbewerbsbedingungen, erreicht werden.[194] Da ein Kauf von Zertifikaten eine vergleichbare Steuerungswirkung hätte wie eine mit dem EU-Recht vereinbare CO_2-Steuer und ebenfalls auf eine Verringerung von Emissionen abzielt, könnte auch ein solcher Kauf als Maßnahme in Betracht kommen.

161. Wird vor diesem Hintergrund eine Anpassung des Abgaben- und Umlagensystems zur Erreichung der nationalen CO_2-Reduktionsziele in Erwägung gezogen, kommen als Ansatzpunkte die Finanzierung der Förderung der erneuerbaren Energien und die Anpassung des Energie- und Stromsteuersystems in Betracht. Aufgrund des hohen impliziten CO_2-Preises für den Stromverbrauch, der im aktuellen System insbesondere durch die Finanzierung der erneuerbaren Energien hervorgerufen wird, beleuchtet der folgende Abschnitt diesen Preisbestandteil zunächst vertieft.

3.1.3.1 EEG-Umlage bremst Sektorkopplung

162. Der Gesetzgeber hat sich bereits im Jahr 1990 entschieden, die Erzeugung erneuerbarer Energien explizit zu fördern. Das Stromeinspeisegesetz (StromEsG)[195] wurde im Jahr 2000 vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)[196] abgelöst. Gemäß § 1 Abs. 2 EEG ist es das Ziel des Gesetzes, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu steigern. Dieses Ziel dient gemäß § 1 Abs. 3 EEG wiederum dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch zu erhöhen. Dies soll dazu beitragen, den Ausstoß von CO_2-Emissionen zu verringern.[197]

163. Die Förderung erfolgt seit Einführung des EEG 2017 weitgehend in Form von technologiespezifischen Ausschreibungen, welche durch die Bundesnetzagentur durchgeführt werden. Potenzielle Anlagenbetreiber bieten dabei um die Höhe der Förderung, die sie für den wirtschaftlichen Betrieb ihrer Anlage benötigen. Diejenigen

---

189 Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. EU L 275 vom 25. Oktober 2003, S. 32.

190 Vgl. Erwägungsgrund 25 Richtlinie 2003/87/EG.

191 Vgl. Tz. 153 in diesem Gutachten.

192 Vgl. Nettesheim, M., EU-Beihilferecht und EEG-Förderung, in: Energiewende - Brauchen wir eine neue Wende?, Bitburger Gespräche Jahrbuch 2014, S. 27-52.

193 EuGH, Urteil vom 16. Dezember 2008, C-127/07 – Arcelor Atlantique und Lorraine u. a., Slg. 2008, I-09895, EU:C:2008:728, Rz. 29 ff.

194 EuGH, Urteil vom 29. März 2012, C-505/09 P – Kommission/Estland, ECLI:EU:C:2012:179, Rz. 79 ff. Vgl. auch Erwägungsgründe 5 und 7 Richtlinie 2003/87/EG.

195 Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 14. Dezember 1990, BGB I S. 2633.

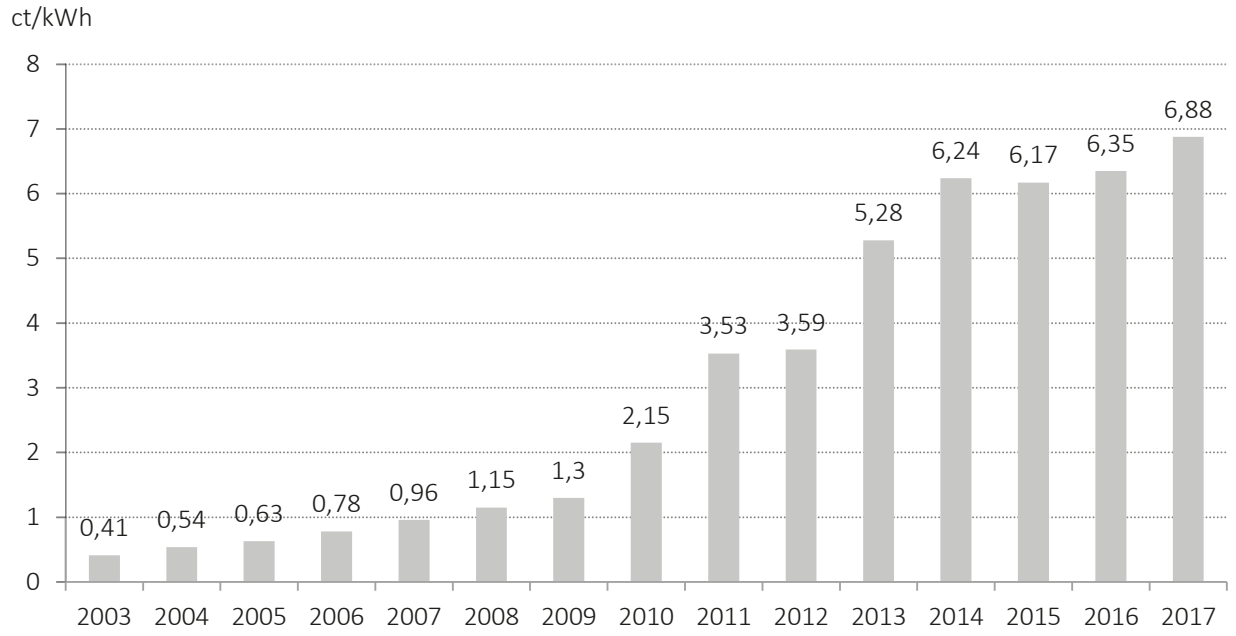
196 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000, BGBl. I Nr. 13 vom 31. März 2000, S. 305 (aufgehoben durch das Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21.07.2014). Die Nachfolgeregelung ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014, BGBl. I S. 1066, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017, BGBl. I S. 2532 geändert worden ist.

197 Vgl. Darstellung der Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts in BMWi, Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft, a. a. O., S. 9.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Bieter, die die geringste Förderung benötigen, erhalten den Zuschlag. Es werden Zuteilungen vergeben, solange bis das Ausschreibungsvolumen erschöpft ist. Erfolgreiche Bieter verkaufen den erzeugten Strom am Strommarkt (Direktvermarktung) und erhalten zusätzlich die Förderung in Höhe des Differenzbetrags aus ihrem bezuschlagten Gebot und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis.[198] Der Differenzbetrag wird auf die Stromverbraucher umgelegt (EEG-Umlage), die die EEG-Umlage als Bestandteil des Strompreises zu zahlen haben. Abbildung 3.1 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage seit dem Jahr 2003.

Abbildung 3.1: Höhe der EEG-Umlage für Haushaltsstromkunden in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Statista

164. Seit Einführung der EEG-Umlage steigt diese kontinuierlich an. Einzig im Jahr 2015 war ein leichter Rückgang um 0,7 ct/kWh zu verzeichnen. Im Folgejahr stieg die EEG-Umlage um 0,18 ct/kWh und lag damit im Jahr 2016 bereits wieder deutlich oberhalb des Niveaus des Jahres 2014. Damit bestätigt sich die Einschätzung aus dem vergangenen Sondergutachten, dass es sich bei dem zwischenzeitlichen Rückgang der EEG-Umlage nicht um die Folgen der Systemanpassungen im Jahr 2014 handelte. Im Jahr 2017 verzeichnete die EEG-Umlage abermals einen deutlichen Anstieg von 6,35 ct/kWh auf 6,88 ct/kWh.

165. Da die EEG-Umlage der Finanzierung von Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien dient, zeichnet der Anstieg der EEG-Umlage den Ausbau der erneuerbaren Energien nach. Tatsächlich hat sich die installierte Leistung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in den Jahren 2003 bis 2016 fast vervierfacht. Auch der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch war im Jahr 2016 mit 31,7 Prozent mehr als dreimal so hoch wie noch im Jahr 2003, als dieser bei lediglich 7,6 Prozent lag.[199]

166. Andererseits wirken sich sinkende Investitionskosten für erneuerbare Energien seit Einführung des Ausschreibungssystems tendenziell dämpfend auf die EEG-Umlage aus. Bei den Technologien zur Erzeugung erneuerbaren Stroms kam es insbesondere in den vergangenen zehn Jahren zu einer erheblichen Kostendegression. Diese zeigte sich zuletzt beispielsweise auch bei den Ergebnissen der EEG-Ausschreibungen. Die Stromgestehungskos-

[198] Vgl. zum Fördersystem ausführlich Kapitel 3.2.1 in diesem Gutachten.

[199] Vgl. BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland, Februar 2017.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

ten[200] von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien scheinen sich mittlerweile denjenigen von konventionellen Erzeugungsanlagen anzunähern. So betrugen beispielsweise die Gesamtkosten einer Windenergieanlage an Land, auf die durch diese Anlage während ihrer gesamten Lebenszeit zu erwartende Erzeugungsmenge umgelegt, im Jahr 2016 in Deutschland zwischen 5,2 ct/kWh und 9,1 ct/kWh.[201] Im Vergleich dazu beliefen sich die Stromgestehungskosten eines Steinkohlekraftwerks auf etwa 6,3 ct/kWh bis 8,0 ct/kWh.[202] Die sinkenden Stromgestehungskosten scheinen zunächst im Gegensatz zu der kontinuierlich steigenden EEG-Umlage zu stehen. Allerdings erhalten geförderte Anlagen einen über 20 Jahre konstanten Fördersatz. Daher spiegeln sich Fortschritte in Bezug auf die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien nicht sofort in der Höhe der EEG-Umlage wieder.

167. Ein weiterer Faktor, der sich auf die Höhe der EEG-Umlage auswirkt, sind die Börsenstrompreise. Sinkt der durchschnittliche Börsenstrompreis, steigt der Differenzbetrag, den EE-Anlagen als Förderung erhalten, und damit auch die EEG-Umlage. Gegenüber dem Jahr 2011 hat sich der Strompreis in etwa halbiert.[203] Daher wird mitunter anstelle der Höhe der EEG-Umlage auch die Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis ausgewiesen. Abbildung 3.2 zeigt die Entwicklung dieser Größe und stellt sie der Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch gegenüber. Zwar ist seit dem Jahr 2014 ein Rückgang der Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage zu beobachten. Der weiterhin zu beobachtende Anstieg des Anteils der staatlich induzierten EEG-Umlage an dieser Größe von 59,7 Prozent im Jahr 2014 auf 65 Prozent im Jahr 2016 ist jedoch kritisch zu sehen.[204] Denn die staatliche Förderung selbst senkt über den sog. Merit-Order-Effekt zumindest kurzfristig den Börsenstrompreis.[205]

168. Die steigende EEG-Umlage führt schon innerhalb des Stromsektors zu Ausweichstrategien der Verbraucher. So können Stromverbraucher in die Eigenversorgung gehen und den benötigten Strom beispielsweise über einen Dieselgenerator erzeugen. Die Verzerrungen halten sich hier in Grenzen, da das Ausweichen nur zu relativ hohen Kosten möglich ist. Soll nun ein steigender Anteil an EE-Strom auch in den Sektoren Verkehr und Wärme verwendet werden, tritt dieses Problem deutlicher zu Tage. Teilnehmer dieser Sektoren müssen nicht ausweichen. Sie können weiterhin Benzin, Diesel, Erdgas oder Heizöl nutzen und stellen daher nicht auf den (indirekten) Verbrauch von Strom um.

169. Dieses durch die EEG-Umlage hervorgerufene Problem könnte durch eine angemessene CO_2-Bepreisung der Energieträger vermieden werden. Mit einem angemessenen CO_2-Preis würden die durch den CO_2-Ausstoß verursachten Kosten auf den Energiemärkten internalisiert. Dadurch würde der Einsatz fossiler Energieträger in den Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung weniger attraktiv. Voraussichtlich würde zwar auch der Großhandelspreis für Strom steigen, dieser Preisanstieg würde allerdings dazu führen, dass erneuerbare Energien eher wettbewerbsfähig würden und langfristig aus der Förderung entlassen werden könnten. Die EEG-Umlage könnte dann sinken und langfristig auslaufen. Da im Strommarkt nur fossile Energieträger mit dem Preis für CO_2 belastet würden, würde der Einsatz von Strom im Vergleich zum Einsatz von Benzin oder Diesel (Verkehr) oder Erdgas und Heizöl (Wärme) mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung günstiger. Im Gegensatz zur Förderung erneuerbarer Energien und ihrer Finanzierung über die EEG-Umlage würde ein angemessener, alle Sektoren umfassender CO_2-Preis genau dann Anreize für eine Kopplung der Sektoren setzen, wenn die Kopplung die kostengünstigste Option zur Vermeidung von CO_2-Emissionen ist. Auch die Abwägung zwischen Elektrifizierung (direktem

---

[200] Zur Berechnung der Stromgestehungskosten werden die Gesamtkosten einer Anlage auf die Strommenge umgelegt, die eine Anlage über ihre gesamte Lebensdauer produziert; vgl. Höfling, H., Kosten der Energiewende – Wie teuer ist der Ökostrom wirklich?, KfW Research – Fokus Volkswirtschaft 145, 2016, S. 1.

[201] Bei einer Solaranlage betrugen die Stromgestehungskosten etwa 6,9 ct/kWh bis 12,8 ct/kWh; vgl. ebenda, S. 1.

[202] Vgl. ebenda, S. 1.

[203] Vgl. BMWi, Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft, a. a. O., S. 21.

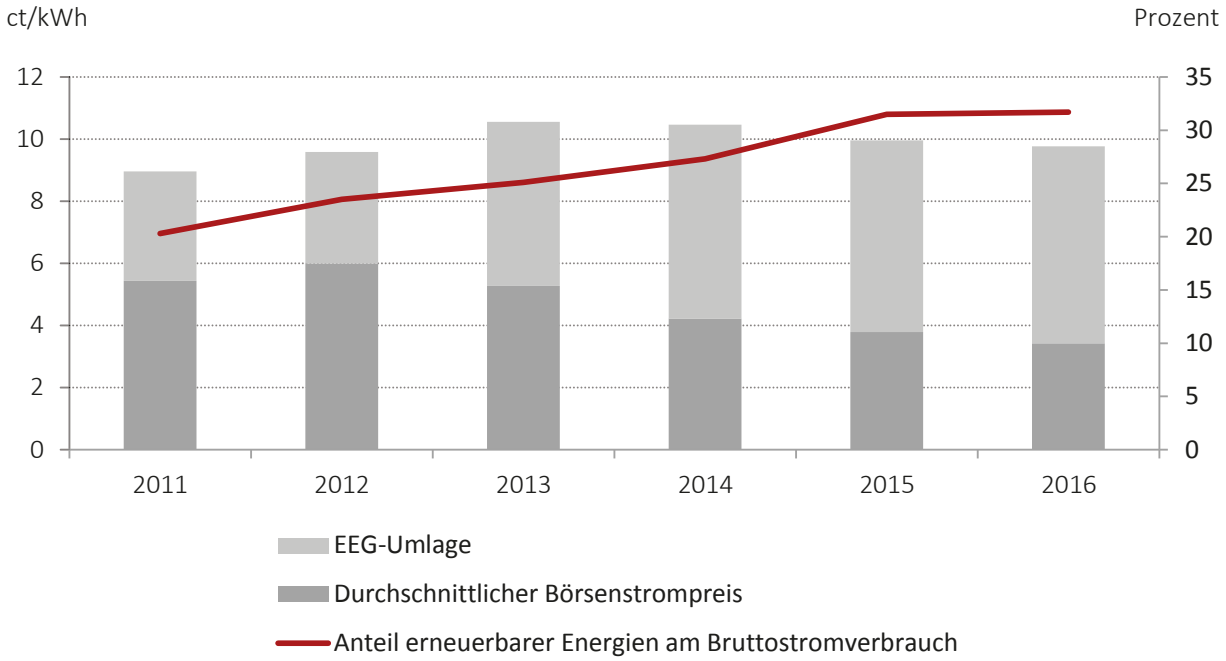
[204] Im Jahr 2011 lag der Anteil der EEG-Umlage an der Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis mit 39,4 Prozent sogar noch deutlich unterhalb des Anteils im Jahr 2014.

[205] Vgl. zum Merit-Order-Effekt ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 219 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Einsatz von EE-Strom in den Sektoren) oder Umwandlung in synthetische Energieträger für den Einsatz in den Sektoren Verkehr und Wärme könnte den Marktkräften überlassen werden.

Abbildung 3.2: Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage und Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch seit 2011



Anmerkungen: Der durchschnittliche Börsenstrompreis ist der durchschnittliche Terminmarkt-Preis im jeweiligen Vorjahr (Phelix Frontyear Future: 70 Prozent Base, 30 Prozent Peak) und wird wie die EEG-Umlage in ct/kWh auf der linken Achse erfasst. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ist auf der rechten Achse erfasst

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten aus BMWi, Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft, a. a. O., S. 21 sowie BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland, a. a. O.

170. Zumindest für eine Übergangszeit werden EE-Anlagen, insbesondere die Altanlagen, weiterhin gefördert werden müssen. Somit stellt sich die Frage, ob die Finanzierung der Förderung, insbesondere vor dem Hintergrund der notwendigen Sektorenkopplung, reformiert werden sollte. Hier besteht weitgehender Konsens darüber, dass eine Reform notwendig ist, um das Ziel der Sektorenkopplung zu erreichen. Die Reformen, die zur Lösung vorgeschlagen werden, lassen sich grob danach unterscheiden, ob die EEG-Umlage vom Steuerzahler finanziert werden sollte oder ob sich die EEG-Umlage auf einen anderen Kreis von Zahlern beziehen sollte.[206]

171. Eine Finanzierung der EEG-Umlage durch den Steuerzahler wird damit begründet, dass die Energiewende ein nationales Projekt sei, das nicht nur von Stromverbrauchern zu finanzieren ist. Diese Argumentationslinie wird insbesondere in Bezug auf die Kosten vertreten, die aufgrund der Förderung neuer Technologien zur Markteinführung entstehen. Als Beispiele werden hier die Solarenergie zu Beginn der Förderung (Altanlagen) sowie die Förderung von Offshore-Windanlagen angeführt. Konkret soll hier meist die EEG-Umlage gedeckelt und der Differenzbetrag über Steuern bzw. den Staatshaushalt finanziert werden.

172. Eine Veränderung des Kreises der Zahler der EEG-Umlage setzt weniger an der Differenzierung von Alt- und Neuanlagen, sondern vielmehr am Verursacherprinzip an. So wird beispielsweise eine gemeinsame Energiewen-

[206] Vgl. für einen Überblick beispielsweise Nestle, Konzepte zur Entlastung der EEG-Umlage bzw. des Strompreises – Inhaltliche Kurzdarstellung, April 2017, http://www.enklip.de/projekte_61_2920289695.pdf, Abruf am 18. August 2017.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

deumlage der Sektoren Strom, Wärmeerzeugung und Verkehr vorgeschlagen.[207] Da alle diese Sektoren CO_2-Emissionen verursachen, weil sie vorwiegend fossile Energieträger nutzen, sollten die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Verwendung in diesen Sektoren auch von allen Sektoren getragen werden. Ansatzpunkt für die Verteilung der Kosten könnte der Energiegehalt der entsprechenden Energieträger sein.

173. Beide Ansätze zielen auf die Entlastung der Stromverbraucher ab und sind somit geeignet, den Wettbewerb an den Sektorgrenzen zu intensivieren. Ein Vorteil der Energiewendeumlage scheint zu sein, dass diese nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit des Stroms und damit auch des Stroms aus regenerativen Quellen erhöht, sondern gleichzeitig auch fossile Energieträger in den Sektoren Verkehr und Wärme belasten würde (Steuerungswirkung).[208] Allerdings darf nicht aus dem Blick verloren werden, dass langfristig ein Auslaufen der Förderung angestrebt werden sollte. Dies könnte durch angemessene, stabile CO_2-Preise erreicht werden, die die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien erhöhen würden. Implizite CO_2-Preise, die von der Höhe der EEG-Umlage abhängen, können dies nicht bewerkstelligen. Bei einer Steuerfinanzierung kann die Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien unabhängig von der effizienten Bepreisung von Treibhausgasemissionen stattfinden. Angemessene CO_2-Preise können dazu beitragen, dass die Förderung erneuerbarer Energien auslaufen könnte. Sie sollten sich allerdings an der angestrebten Reduktion von CO_2-Emissionen orientieren und nicht am Finanzierungsbedarf von EE-Anlagen. Daher scheint eine Steuerfinanzierung bis zum vollständigen Auslaufen der Förderung vorzugswürdig.

3.1.3.2 CO_2-Preise im Energie- und Stromsteuersystem

174. Neben der Anpassung der Finanzierung erneuerbarer Energien kommt auch eine Anpassung der Energiesteuer oder der Stromsteuer in Betracht. Die Energiesteuer ist eine Verbrauchsteuer, die sowohl beim Verbrauch fossiler Energieträger, wie Mineralöle, Erdgas oder Kohle, erhoben wird als auch beim Verbrauch nachwachsender Energieträger, wie Pflanzenöl, Biodiesel oder Bioethanol. Der Verbrauch zur Erzeugung von Strom ist allerdings ausgenommen. Dafür wird der Stromverbrauch mit der Stromsteuer belastet.[209] Diese Steuern könnten entweder vollständig zugunsten einer reinen CO_2-Steuer abgeschafft oder in Richtung einer angemessenen CO_2-Bepreisung weiterentwickelt werden.

175. Die Abschaffung der Stromsteuer bietet sich an, da sie bisher nicht zu einem durchschlagenden Erfolg bei der Steigerung der Energieeffizienz geführt hat und sie gleichzeitig die Nutzung von erneuerbarem Strom in den Verkehrs- und Wärmesektoren erschwert.[210] Zwar wird der Verbrauch von fossilen Energieträgern in diesen Sektoren mit der Energiesteuer belastet, sodass die Stromsteuer auf den ersten Blick für eine Gleichbehandlung der unterschiedlichen Energieträger zu sorgen scheint. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien ist dies jedoch nicht der Fall. Im Gegenteil steht die Stromsteuer nunmehr dem aus Effizienzgesichtspunkten durchaus sinnvollen Ziel der Sektorkopplung entgegen. Das Ziel der Sektorkopplung ist es, Strom aus erneuerbaren Energien auch in den Sektoren Wärme und Verkehr zu nutzen.

176. Denkbar wäre es, an die Stelle der Stromsteuer eine Primärenergiebesteuerung zu setzen, die sich am CO_2-Ausstoß orientiert. Dazu könnte die Befreiung der Stromerzeugung von der Energiesteuer abgeschafft werden. Eine derartige Inputbesteuerung im Rahmen der Stromerzeugung könnte mit dem EU-ETS gekoppelt werden, wie es z. B. in Großbritannien gemacht wird. So könnten die Kosten von CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung internalisiert und durch den Stromgroßhandelspreis abgebildet werden. Dies würde voraussichtlich zunächst dazu führen, dass der Stromgroßhandelspreis steigt. Auf der anderen Seite würden die Stromnachfrager allerdings von

---

[207] Vgl. Agora Energiewende, Neue Preismodelle für Energie – Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger, April 2017, S. 99 ff., https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf, Abruf am 15. August 2017.

[208] Vgl. ebenda, S. 100.

[209] Vgl. ebenda S. 70 ff., https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf, Abruf am 15. August 2017.

[210] Vgl. ebenda, S. 113.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

der Stromsteuer entlastet. Würde in diesem System im Zeitverlauf nun der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ansteigen, würde der Einsatz von Strom in den Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung im Vergleich zu den fossilen Energieträgern relativ günstiger. Die Anreize für den Einsatz erneuerbarer Energien in diesen Sektoren, d. h. die Anreize, zur Sektorkopplung, würden steigen. Gleichzeitig würde der Einsatz konventioneller Energieträger im Vergleich zum Einsatz erneuerbarer Energien auch in der Stromerzeugung weniger attraktiv. Der damit verbundene steigende Marktwert erneuerbarer Energien könnte in der Folge ein Auslaufen der Förderung für den Ausbau erneuerbarer Energien ermöglichen.[211]

177. Einer Abschaffung der Stromsteuer steht allerdings die EU-Energiesteuerrichtlinie entgegen, die eine Stromsteuer vorsieht.[212] Vor dem Hintergrund der EU-Energiesteuerrichtlinie wäre die Aufhebung der Befreiung der Stromerzeugung von der Energiesteuer als weniger problematisch einzuschätzen. Eine solche Aufhebung wäre zulässig, wenn sie umweltpolitisch begründet wird und wurde beispielsweise schon von den Niederlanden vorgenommen.[213] Zu berücksichtigen ist allerdings, dass bei einer derartigen Primärenergiesteuer Stromimporte nicht belastet würden. Dies hätte zur Folge, dass deutsche Erzeuger im europäischen Stromgroßhandel benachteiligt wären. Sollen innerhalb Deutschlands zusätzliche CO_2-Emissionen vermieden werden, wäre dies hinzunehmen.

3.1.3.3 Fazit

178. Wird die Reduktion von CO_2-Emissionen als Primärziel der Klimapolitik angesehen, ist das aktuelle System aus Energie- und Stromsteuer sowie Förderung erneuerbarer Energien nicht sinnvoll, da es zu Verzerrungen an den Sektorgrenzen führt. Anzustreben wäre eine Reform in Richtung eines über die Sektoren hinweg einheitlichen CO_2-Preises, um die ambitionierten CO_2-Reduktionsziele möglichst kosteneffizient zu erreichen. Dazu sollte die Bundesregierung eine Stärkung des CO_2-Zertifikatehandels auf europäischer Ebene anstreben.

179. Für den Fall, dass eine Stärkung des CO_2-Zertifikatehandels auf europäischer Ebene nicht erreichbar ist, könnte eine Anpassung des Abgaben- und Umlagensystems auf nationaler Ebene sinnvoll sein. Der Stromverbrauch ist im aktuellen System mit einem hohen impliziten CO_2-Preis belastet, der auf die Stromsteuer und insbesondere die Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Um die Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Verkehr und Wärme zu erhöhen, sollte der Strompreis idealerweise ausschließlich die Kosten des CO_2-Ausstoßes widerspiegeln, die mit der Erzeugung des Stroms einhergehen. Daher sollte es das Ziel der Bundesregierung sein, die Förderung der erneuerbaren Energien langfristig auslaufen zu lassen. Parallel dazu sollte das aktuelle Strom- und Energiesteuersystem in Richtung einer wirksamen, einheitlichen CO_2-Bepreisung angepasst werden. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die so innerhalb Deutschlands vermiedenen Emissionen ohne ein entsprechendes Aufkaufen von Zertifikaten des EU-ETS lediglich in das europäische Ausland verlagert würden.

3.2 EEG 2017: Ausschreibungen für erneuerbare Energien

3.2.1 Systemwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien

180. Seit dem 1. Januar 2017 ist das Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) in Kraft.[214] Damit wurde ein Systemwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien vollzogen. Das

---

[211] Vgl. hierzu auch Schultz projekt consult, Ökologische Steuerreform 2.0 – Einführung einer CO2-Steuer, Dezember 2016, http://www.schultz-projekt-consult.de/index.php/downloads-aktuell/downloads-aus-2017/file/einfuehrung-einer-co2-steuer?id=37, Abruf am 16. August 2017.

[212] Vgl. Art. 10 i. V. m. Anhang 1 Tabelle C Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG.

[213] Vgl. FÖS, Umsetzung eines CO2-Mindestpreises in Deutschland – Internationale Vorbilder und Möglichkeiten für die Ergänzung des Emissionshandels, a. a. O., S. 37 bzw. 18.

[214] Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13. Oktober 2016, BGBl I Nr. 49, S. 2258.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Ziel des Systemwechsels ist es, eine planvolle Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien zu erreichen, die Kosten des Fördersystems zu begrenzen und eine große Akteursvielfalt beizubehalten.[215]

181. Vor dem Systemwechsel basierte die Förderung erneuerbarer Energien auf einer Preissteuerung, bei der die Förderhöhe administrativ festgelegt wurde. Für kleine Anlagen wird dies beibehalten.[216] So können Betreiber von Anlagen, deren installierte Leistung bis zu 100 Kilowatt (kW) beträgt, weiterhin eine administrativ festgelegte Einspeisevergütung erhalten.[217] Sie wird vom Netzbetreiber pro Einheit produzierten Stroms an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, diesen Strom abzunehmen, vorrangig einzuspeisen und am Strommarkt zu verkaufen. Der Preis, den der Netzbetreiber am Strommarkt erzielen kann, liegt in der Regel unterhalb des Betrags, den er an den Anlagenbetreiber in Form der fixen Einspeisevergütung auszahlen muss. Der Differenzbetrag wird daher auf die Stromverbraucher umgelegt (EEG-Umlage). Anlagen, deren installierte Leistung größer als 100 kW ist, müssen ihren Strom direktvermarkten.[218] Sie vertreiben den erzeugten Strom selbst oder beauftragen einen Direktvermarkter, der den Strom am Strommarkt anbietet. Die Differenz zwischen durchschnittlichem Marktpreis[219] und dem anzulegenden Wert wird in diesen Fällen als sog. Marktprämie ausgezahlt, wobei der anzulegende Wert bis zum Inkrafttreten der EEG-Novelle im Jahr 2017 grundsätzlich der administrativ festgelegten Vergütung entsprach.

182. In diesem System der staatlichen Preissteuerung war es in der Vergangenheit immer wieder zur Überförderung bestimmter Erzeugungsformen gekommen. So führte ein, gemessen an sinkenden Anlagenkosten vergleichsweise hoher garantierter Vergütungssatz für Solaranlagen, zu einem starken Anstieg beim Zubau dieser Erzeugungsform, auf den die Politik mit Anpassungen des EEG in den Jahren 2010 und 2012 reagierte.[220]

183. Durch das EEG 2017 wurde die Förderung nun für neue, große Erzeugungsanlagen von der beschriebenen Preissteuerung auf eine Mengensteuerung in Form eines Ausschreibungssystems umgestellt. Betroffen sind, abgesehen von Ausnahmen, alle Anlagen ab einer installierten Leistung von 750 kW.[221] So sollen künftig mehr als 80 Prozent des Zubaus über das Ausschreibungssystem erfasst werden. Mit der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem entspricht die Bundesregierung den Vorgaben aus den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission, die für die Förderung Ausschreibungen vorsehen.[222]

184. Aktuell gibt es in Europa keine einheitlichen konkreten Vorgaben dazu, auf welche Art erneuerbare Energie zu fördern ist. Vielmehr werden staatliche Fördermaßnahmen von der Europäischen Kommission vor allem mithilfe der Energie- und Umweltschutzbeihilfenleitlinien am Maßstab des Verbots staatlicher Beihilfen gemäß Art. 107 Abs. 1 AEUV geprüft.[223] Das Winterpaket der Europäischen Kommission vom 30. November 2016[224] sieht in einer

---

215 Vgl. BMWi, Ausschreibungsbericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (2014), September 2015, S. 6.

216 § 22 Abs. 1 EEG.

217 § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG.

218 Mit der EEG-Novelle 2014 wurde die Pflicht zur Direktvermarktung bereits für Anlagen ab 500 kW eingeführt. Mit dem EEG 2017 sind nun bereits kleinere Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW zur Direktvermarktung verpflichtet § 21 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 20 Abs. 1 EEG.

219 Als durchschnittlicher Marktpreis wird der sog. Monatsmarktwert herangezogen; vgl. § 23a i. V. m. Anlage 1 EEG 2017.

220 Zu den Schwächen der staatlichen Preissteuerung bei der Förderung erneuerbarer Energien vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 236 ff.

221 § 22 EEG.

222 EU-Kommission, Mittelung über Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200/1 vom 28. Juni 2014, Tz. 109.

223 Vgl. Schulz/Losch, Die geplante Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft 4, 2017, S. 110.

224 Als Winterpakt werden zusammenfassend die Dokumente bezeichnet, die die Europäische Kommission zusammen mit ihrer Mitteilung vom 30. November 2016, Saubere Energie für alle Europäer (COM(2016) 860 final) veröffentlicht hat. Diese Dokumente können unter https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition abgerufen werden.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Neufassung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen[225], wie in der aktuellen Fassung dieser Richtlinie[226], weiterhin keine konkreteren Vorgaben als diejenigen vor, die sich aus den Energie- und Umweltschutzbeihilfenleitlinien ergeben. Der Forderung der Mitgliedstaaten nach Rechtssicherheit bei der konkreten Ausgestaltung staatlicher Fördermaßnahmen wurde damit bisher nicht nachgekommen.[227]

185. Das jährliche Ausschreibungsvolumen an neu zu installierender Leistung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist in Deutschland durch § 28 EEG explizit vorgegeben und wird zu ebenfalls gesetzlich geregelten Zeitpunkten durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bieten im Rahmen dieser Ausschreibungen um die Förderung, die sie für den wirtschaftlichen Betrieb ihrer Anlage benötigen.[228] Den Zuschlag erhalten diejenigen Anlagen, die die kleinsten Förderbeträge geboten haben, solange bis das Volumen der Ausschreibungsrunde erschöpft ist. Projekte, die in einer Runde keinen Zuschlag erhalten haben, können sich an kommenden Ausschreibungen beteiligen.

186. Bereits mit dem EEG 2014 waren erste Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-Freiflächenanlagen) als Pilotprojekte eingeführt worden. Dieser Fördermechanismus wird mit dem EEG 2017 auf alle erneuerbaren Energien ausgeweitet. Bei der Ausgestaltung dieses Systemwechsels konnte der Gesetzgeber auf Erfahrungen aus den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen zurückgreifen. Die Ausschreibungsverfahren des EEG 2017 orientieren sich entsprechend an der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV)[229], welche von der Bundesnetzagentur auf Grundlage des EEG 2014 bei den Pilotausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen verwendet wurde. Aus einer Evaluation der Ergebnisse der Pilotausschreibungen können daher Rückschlüsse in Bezug auf mögliche Probleme bei der Systemumstellung des EEG 2017 gezogen werden.

3.2.2 Erfahrungen aus den PV-Pilotausschreibungen

187. Auf Grundlage der FFAV wurden in den Jahren 2015 und 2016 insgesamt sechs Ausschreibungsrunden mit einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 910 MW durchgeführt. Die Ausschreibungen nach der FFAV enthielten zwar projektbezogene Elemente, waren aber grundsätzlich bieterbezogen. Dies bedeutet, Bieter mussten neben dem Gebot zwar unter anderem den Realisierungsstandort und einige Planungsunterlagen einreichen, konnten aber im Falle eines Zuschlags nachträglich beliebige PV-Freiflächenanlagen mit einer Förderberechtigung ausstatten, sodass auch Zuschläge aus mehreren Ausschreibungsrunden miteinander kombiniert werden konnten.

188. Geboten wurde auf den anzulegenden Wert, auf dessen Grundlage die individuelle Marktprämie ermittelt wird, die eine Anlage erhält. Den Zuschlag erhielten die Gebote mit den niedrigsten gebotenen anzulegenden Werten, solange bis das jeweilige Ausschreibungsvolumen der Ausschreibungsrunde erschöpft war. Die einzelnen Ausschreibungsrunden unterschieden sich vor allem in Bezug auf die Preisregel, durch die der anzulegende Wert und damit die Förderhöhe bestimmt wurden. In der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2015 wurde das Gebotspreisverfahren angewendet, bei dem der anzulegende Wert im Falle eines Zuschlags dem eigenen Gebot des Bieters entspricht. In der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde in 2015 wurde dagegen das Einheitspreisverfahren angewendet, bei dem der anzulegende Wert im Falle eines Zuschlags dem höchsten Gebot entspricht, das

---

[225] EU-Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) vom 23. Februar 2017, COM(2016) 767 final.

[226] Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. (EU) L 140/16.

[227] Vgl. Schulz/Losch, Die geplante Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft 4, 2017, S. 110.

[228] Der anzulegende Wert wird hier im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt, § 3 Nr. 3 EEG 2017.

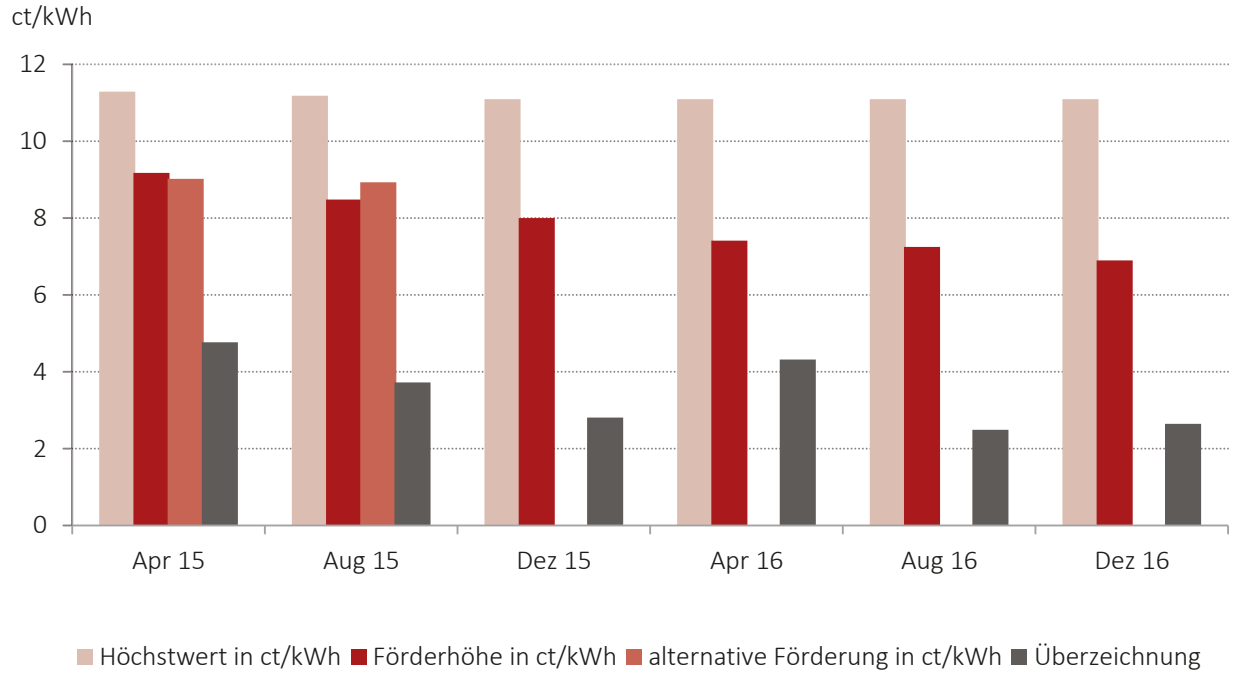
[229] Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien vom 6. Januar 2015, BGBl. I Nr. 5, S.108, außer Kraft getreten am 1. Januar 2017.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

noch einen Zuschlag erhalten hat. Für die drei Ausschreibungsrunden im Jahr 2016 wählte die Bundesnetzagentur wieder das Gebotspreisverfahren.

189. Auf Grundlage der Ergebnisse der Pilotausschreibungen lässt sich nicht eindeutig auf die Vorteilhaftigkeit einer der beiden Preissetzungsregeln schließen. Die Förderhöhe sinkt über alle Ausschreibungsrunden hinweg von 9,17 ct/kWh in der ersten Ausschreibungsrunde auf 6,9 ct/kWh in der sechsten Ausschreibungsrunde ab (vgl. Abbildung 3.3). Lag bei Betrachtung der ersten drei Ausschreibungsrunden im Jahr 2015 noch die Vermutung nahe, dass die sinkenden Förderhöhen auf die geänderte Preisregel zurückzuführen sei, zeigen die weiterhin sinkenden Förderhöhen im Jahr 2016, dass auch das Gebotspreisverfahren grundsätzlich geeignet ist, die Förderkosten zu senken. Zudem fielen in den Ausschreibungsrunden mit Einheitspreisverfahren Gebote auf, die kleiner waren als 1 ct/kWh und damit aller Wahrscheinlichkeit unterhalb der tatsächlichen Kosten der Projekte lagen. Als mögliche Ursache kommt in Betracht, dass Projekte, mit denen in den ersten Ausschreibungsrunden teilgenommen wurde, bereits für das alte Fördersystem entwickelt worden waren.[230] Eine Teilnahme mit diesen Projekten war, wie die wiederholte Teilnahme von sonstigen Projekten, mit vergleichsweise geringen zusätzlichen Kosten verbunden.[231]

Abbildung 3.3: Ergebnisse der sechs PV-Freiflächenausschreibungen



Anmerkungen: Der Höchstwert wurde durch die Bundesnetzagentur festgesetzt. Gebote, die den Höchstwert überschritten, wurden von der Auktion ausgeschlossen. Die Förderhöhe ist der mengengewichtete durchschnittliche Gebotswert bzw. der Einheitspreis (2. und 3. Ausschreibungsrunde). Die alternative Förderung ist der administrativ festgesetzte anzulegende Wert, der bis September 2015 alternativ in Anspruch genommen werden konnte. Die Überzeichnung ist der Quotient aus ausgeschriebenem Volumen und dem Gesamtvolumen aller Gebote

Quelle: Eigene Darstellung nach Angaben aus dem Hintergrundpapier der Bundesnetzagentur, Vorläufige Ergebnisse der sechsten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1. Dezember 2016, S. 6

190. In den Berichten zur Evaluation der Pilotausschreibungen wird betont, dass die Wettbewerbsintensität ausgesprochen ausgeprägt war.[232] Zur Beurteilung der Wettbewerbsintensität wird die Überzeichnung des Ausschrei-

[230] Vgl. Bruttel, F. u. a., Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien, UFZ-Bericht No. 01/2016, 2016, S. 74.

[231] Vgl. ebenda, S. 80 f.

[232] Vgl. beispielsweise BMWi, Ausschreibungsbericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (2014), a. a. O., S. 6.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

bungsvolumens als Maßstab herangezogen. Wie Abbildung 3.3 zeigt, war in allen Ausschreibungsrunden das Gesamtvolumen der Gebote mehr als doppelt so groß wie das Ausschreibungsvolumen. Trotz der als hoch eingeschätzten Wettbewerbsintensität lag der mengengewichtete Durchschnitt des anzulegende Werts der zugeschlagenen Gebote in der ersten Ausschreibungsrunde oberhalb des administrativ festgelegten anzulegenden Werts, den Anlagenbetreiber im Rahmen einer Übergangsregelung bei Inbetriebnahme bis zum 31. August 2015 in Anspruch nehmen konnten. Aufgrund dieser Übergangsregelung bestand ein Anreiz, nur mit Geboten in die Ausschreibung zu gehen, die größer waren als der administrativ festgesetzte anzulegende Wert. Darüber hinaus kann neben der Überzeichnung des Ausschreibungsvolumens auch die Anzahl der Bieter zur Beurteilung der Wettbewerbsintensität herangezogen werden. In Bezug auf die Anzahl der Bieter, die einen Zuschlag erhalten hat, ist festzustellen, dass in den ersten beiden Ausschreibungsrunden jeweils ein unterschiedlicher Multiprojektbieter für einen relativ großen Anteil des Ausschreibungsvolumens Zuschläge erhalten hat.[233]

191. Um die Realisierung bezuschlagter Projekte sicherzustellen, sah die FFAV Präqualifikationsanforderungen, Sicherheiten und Pönalen vor. Bieter mussten ihrem Gebot einen Aufstellungsbeschluss, einen Offenlegungsbeschluss oder einen beschlossenen Bebauungsplan beilegen. Zusätzlich musste eine Erstsicherheit hinterlegt werden. Erhielt ein Bieter einen Zuschlag musste eine Zweitsicherheit geleistet werden. Wurde die Zweitsicherheit nicht geleistet, erlosch der Zuschlag und es wäre zu einem Nachrückverfahren gekommen, falls Zuschläge von mehr als 30 MW betroffen gewesen wären. Bis auf ein Projekt wurde für alle Projekte, die einen Zuschlag erhalten hatten, auch die Zweitsicherheit geleistet und es kam in keiner der sechs Pilotausschreibungen zu einem Nachrückverfahren. Diese Ergebnisse deuten zunächst auf eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit hin.

192. Im Jahr 2015 wurden jedoch nur drei Projekte in Betrieb genommen. Bei einer Befragung der Bundesnetzagentur von Bietern, die einen Zuschlag erhalten und die Zweitsicherheit geleistet hatten, bekräftigten alle separat befragten Bieter ihre Realisierungsabsicht. Diesen Angaben zufolge sollten im Jahr 2015 allerdings bereits 20 Projekte realisiert werden.[234] Eine Auswertung der Förderberechtigungen im Dezember 2016 hat zudem ergeben, dass von 174 Projekten, die in den sechs Ausschreibungsrunden einen Zuschlag erhalten haben, bis zu diesem Zeitpunkt lediglich für 32 eine Förderberechtigung ausgestellt wurde.[235] Zum aktuellen Zeitpunkt kann noch keine abschließende Einschätzung zur tatsächlichen Realisierungsrate bei den Ausschreibungen abgegeben werden.[236] Zwar sind von den 25 in der ersten Ausschreibungsrunde bezuschlagten Projekten 24 realisiert worden, die verfügbaren Informationen unterstreichen jedoch die Notwendigkeit, die Realisationsrate als entscheidende Größe bei der Evaluation der Pilotausschreibungen weiter zu beobachten. Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien legen ebenfalls einen Fokus auf eine Beobachtung der Realisationsrate nahe. Zwar zeigt sich weltweit ein Trend zu sinkenden Preisen in Auktionen für Solar- und Windenergie[237], allerdings werden die Realisierungsquoten beispielsweise bei Ausschreibungen für Windenergie in den Niederlanden, Südafrika und Italien als unzureichend eingeschätzt.[238]

---

[233] Vgl. ebenda, S. 7.

[234] Vgl. BNetzA, Bericht. Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Januar 2016, S. 14.

[235] Vgl. BNetzA, Bericht Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen nach § 36 Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) Stand: Dezember 2016, Dezember 2016, S. 9.

[236] Die Frist zur Inbetriebnahme der Projekte, die in der ersten Ausschreibungsrunde einen Zuschlag erhalten hatten, war der 6. Mai 2017.

[237] Vgl. IRENA, Renewable Energy Auctions – Analysing 2016 (executive summary), Februar 2017, S. 2, http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REAuctions_summary_2017.pdf, Abruf am 15. Mai 2017.

[238] Vgl. IZES in: Bundesverband Windenergie (Hrsg.), Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland, April 2014, https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibungsmodelle-fuer-wind-onshore-erfahrungen-im-ausland/bwe_ausschreibungen_wind_onshore_endbericht_09-2014_final.pdf, Abruf am 15. Mai 2017. Auch Bayer und Schäuble (2017) stellen fest, dass die fristgerechte Realisierung in allen untersuchten Fällen unter 100 Prozent liegt; vgl. Bayer/Schäuble, Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67 (5), 2017, S. 58.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

3.2.3 Technologieneutrale Ausschreibungen wirksam umsetzen

193. Mit dem EEG 2017 werden größtenteils technologiespezifische Ausschreibungen eingeführt. So sieht das EEG 2017 spezifische Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See, Solaranlagen und Biomasseanlagen vor (§§ 36-39h EEG). Darüber hinaus sehen die §§ 39i und 39j EEG Regelungen für gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie für eine sog. Innovationsausschreibung vor, welche „besonders netz- oder systemdienliche[n]“[239] Anlagen vorbehalten ist. Für diese Ausschreibungen wurden somit die gesetzlichen Grundlagen gelegt. Für die konkrete Umsetzung sind Verordnungen zu erlassen, sodass diese Ausschreibungen erstmals 2018 stattfinden werden. Die übrigen Ausschreibungen werden bereits im Jahr 2017 erstmals durchgeführt.

194. In Bezug auf den Technologiemix wird ein Großteil des gesamten Ausschreibungsvolumens unter Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ausgeschrieben. In den Jahren 2017, 2018 und 2019 werden jeweils 2.800 MW und ab 2020 2.900 MW pro Jahr an Kapazität für Windenergieanlagen an Land ausgeschrieben. Für Solaranlagen finden ab 2017 Ausschreibungen für 600 MW pro Jahr statt. Bei Biomasseanlagen werden zwischen 2017 und 2019 150 MW pro Jahr ausgeschrieben und bei Windenergieanlagen auf See wird kein Zubau für diesen Zeitraum ausgeschrieben.[240] Für die gemeinsame Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ist ein Volumen von 400 MW pro Jahr vorgesehen, für die Innovationsausschreibung 50 MW. Diesen Ausschreibungen kommt damit eine vergleichsweise geringe Bedeutung zu.

195. Die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie die Innovationsausschreibung können als technologieneutrale Ausschreibungen bezeichnet werden, weil in diesen Ausschreibungen jeweils unterschiedliche Technologien miteinander um die ausgeschriebene Menge konkurrieren. Solaranlagen stehen in der gemeinsamen Ausschreibung gemäß § 39i EEG 2017[241] in einem Wettbewerb mit Windenergieanlagen um das ausgeschriebene Volumen in Höhe von 400 MW. Das Ziel von technologieneutralen Ausschreibungen ist es, im Wettbewerb dasjenige Verhältnis an installierter Leistung unterschiedlicher Technologien zu identifizieren, das eine kosteneffiziente Förderung erneuerbarer Energien sicherstellt.

196. Dieses Ziel wird bei der gemeinsamen Ausschreibung für Windenergieanlagen jedoch nicht erreicht, da die Volumina dieser Ausschreibungen bei denjenigen Volumina, die technologiespezifisch ausgeschrieben werden, angerechnet werden. So werden bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land die Ausschreibungsvolumina gemäß § 28 (1a) Nr. 2 EEG 2017[242] um die in den gemeinsamen Ausschreibungen zugeschlagenen Volumina an Windenergieanlagen an Land reduziert; § 28 (2a) Nr. 2 EEG 2017[243] gibt entsprechendes für die Ausschreibungen für Solaranlagen vor. Die Anrechnung führt dazu, dass der durch die Volumina der technologiespezifischen Ausschreibungen vorgegebene Technologiemix durch die gemeinsamen Ausschreibungen nicht verändert wird. Der Vorteil einer gemeinsamen Ausschreibung für unterschiedliche Technologien bleibt damit aus.

197. Die Innovationsausschreibung gemäß § 39j EEG 2017[244] enthält keine Vorgaben in Bezug auf die teilnahmefähigen Technologien und könnte insofern als technologieneutrale Ausschreibung bezeichnet werden. Die entsprechende Rechtsverordnung, die bis zum 1. Mai 2018 zu erlassen ist, soll lediglich sicherstellen, dass über einen technologieneutralen Wettbewerb diejenigen Technologien gefördert werden, die sich in Bezug auf Netz- oder Systemdienlichkeit als effizient erweisen. Allerdings kann die Bundesregierung auf Grundlage der Rechtsverord-

---

239 § 39j Absatz 2 Satz 2.

240 Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See, die ab dem Jahr 2021 in Betrieb genommen, finden jedoch bereits seit April 2017 statt.

241 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2014, BGBl. I Nr. 33, S. 1066; geändert durch das Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13. Oktober 2016, BGBl I Nr. 49, S. 2258.

242 Vgl. ebenda.

243 Vgl. ebenda.

244 Vgl. ebenda.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

nung weitere Regelungen zu Ausschreibungsverfahren und Ausschreibungsinhalt treffen. Beispielsweise kann sie die Aufteilung des Ausschreibungsvolumens in Teilmengen, aber auch einen Ausschluss von Anlagen vornehmen.

198. Zusammenfassend hat der Gesetzgeber auf eine technologieneutrale Ausgestaltung der Ausschreibungen damit weitgehend verzichtet und das Kostensenkungspotenzial eines Technologiewettbewerbs nicht genutzt. Anlagen unterschiedlicher Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien stehen weiterhin kaum im Wettbewerb zueinander. Die Monopolkommission regt daher eine Ausweitung des Anteils an technologieneutralen Ausschreibungen an. Bei technologieneutralen Ausschreibungen führt der Wettbewerb unterschiedlicher Erzeugungsformen dazu, dass sich die effizientesten Erzeugungsformen durchsetzen. Eine administrative Festsetzung des Technologiemixes ist demgegenüber mit Informationsproblemen in Bezug auf Kapazitätsgrenzen und Produktivitätsveränderungen verbunden.[245]

199. In der Gesetzesbegründung wird die Entscheidung für technologiespezifische Ausschreibungen mit möglichen „Mitnahmeeffekten" durch kostengünstige Technologien im Falle von technologieneutralen Ausschreibungen begründet.[246] Von Mitnahmeeffekten wird mitunter gesprochen, wenn einzelne Akteure über das EEG gefördert werden, die auch ohne eine Förderung, oder bei einer geringeren Förderung, mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien am Strommarkt aktiv geworden wären. Dabei handelt es sich allerdings lediglich um einen Deckungsbeitrag, den die entsprechenden Anlagenbetreiber erhalten. Zudem stehen diesen Kosten die vermiedenen Kosten gegenüber, die eine bevorzugte Förderung kostengünstiger Technologien zur Folge hat. Ein Wettbewerb, in dem sich die kostengünstigsten Technologien durchsetzen, und die damit einhergehende Kostensenkung werden durch technologieneutrale Ausschreibungen erreicht. Da es technologieneutrale Ausschreibungen zum Ziel haben, dass sich die kostengünstigste Technologie durchsetzt, wird argumentiert, dass technologiespezifische Ausschreibungen in Bezug auf die Diversifikation des Erzeugungsportfolios vorteilhaft seien. Dabei wird zum einen angeführt, dass eine fehlende Diversifikation die Volatilität der Erzeugung erneuerbarer Energien erhöht. Zum anderen wird auf unterschiedliche Netz- und Systemkosten unterschiedlicher Technologien verwiesen, welche bei technologieoffenen Ausschreibungen nicht ausreichend berücksichtigt werden könnten.

200. Diese Bedenken sind zwar teilweise nachvollziehbar, allerdings ist fraglich, ob technologiespezifische Ausschreibungen geeignet sind, die zugrunde liegenden Probleme effizient zu lösen. Es ist richtig, dass eine Diversifikation des Erzeugungsportfolios die Systemdienlichkeit erneuerbarer Energien erhöhen kann. Allerdings könnte auch eine stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien zu einer höheren Systemdienlichkeit beitragen. Wenn Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sich stärker an dem künftigen Marktwert von Strom orientieren müssten, entstünden Anreize, Erzeugungsanlagen zu installieren, die in Zeiten eines geringen Angebots erneuerbare Energien erzeugten.[247] Spezifische Netz- und Systemkosten bestimmter Technologien müssen nicht über technologiespezifische Ausschreibungen berücksichtigt werden. Im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen wird dieses Problem bereits mit der Einführung der Verteilernetzkomponente adressiert.[248]

201. Die Monopolkommission begrüßt daher grundsätzlich die Entwicklung in Richtung technologieneutraler Ausschreibungen. Die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gemäß § 39i EEG 2017 bieten die Möglichkeit zu erproben, inwieweit technologiespezifische Vorgaben geeignet sind, die Wettbewerbsfähigkeit unterschiedlicher Technologien in einer gemeinsamen Ausschreibung zu gewährleisten.[249] Beispielsweise können Unterschiede bei Charakteristiken wie Planungshorizont oder Investitionsbedarf bei Wind-

---

[245] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 224 ff.

[246] Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BT-Drs. 18/8860, S. 155.

[247] Vgl. auch May, N., u. a., Marktanreize für systemdienliche Auslegung von Windkraftanlagen, DIW-Wochenbericht 82(24), 2015, S. 555-546.

[248] Vgl. zu Steuerung des Zubaus im EEG 2017 Kapitel 3.3 in diesem Gutachten.

[249] Auch Erfahrungen mit technologieoffenen Ausschreibungen im Ausland, wie sie beispielsweise in den Niederlanden durchgeführt werden, sollten dabei berücksichtigt werden.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

energieanlagen an Land und Solaranlagen sehr unterschiedlich ausfallen, was bei der Ausgestaltung der Ausschreibungsparameter zu berücksichtigen ist. Die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen bieten die Möglichkeit, diesbezüglich erste Erfahrungen zu sammeln. Es sollte allerdings berücksichtigt werden, dass jede technologiespezifische Ausgestaltung im Rahmen der Ausschreibung, die Effizienz des Instruments beeinträchtigt.

202. Darüber hinaus wird der Technologiemix, der sich durch die gemeinsamen Ausschreibungen ergibt, aufgrund der Anrechnung bei den Volumina der technologiespezifischen Ausschreibungen praktisch aufgehoben. Die technologieübergreifende Ausschreibung kann ihre Vorteile somit nicht entfalten; der Technologiemix wird über die technologiespezifischen Ausschreibungen weiterhin vollständig vorgegeben. Wird eine vollständige Umstellung auf technologieneutrale Ausschreibungen zunächst nicht gewünscht, sollte das aktuelle System technologiespezifischer Ausschreibungen zumindest schrittweise in ein System technologieneutraler Ausschreibungen überführt werden. Dazu könnte zunächst für einzelne Technologien ein Minimum an zu installierender Leistung festgelegt werden. Die Ausschreibungen könnten dann technologieübergreifend erfolgen und in Fällen, in denen für eine Technologie das Minimalziel nicht erreicht wurde, könnte die fehlende Leistung über technologiespezifische Ausschreibungen aufgestockt werden. In Bezug auf die Innovationsausschreibung gemäß § 39j EEG 2017, die keine Vorgaben in Bezug auf die teilnahmefähigen Technologien enthält, spricht sich die Monopolkommission entsprechend für eine Umsetzung aus, die möglichst wenige Vorgaben bezüglich der teilnahmefähigen Technologien macht.

3.2.4 Einheitspreisverfahren könnte Markteintritte begünstigen

203. Im neuen Ausschreibungssystem entspricht die Vergütung bei Anlagen, die einer Ausschreibungspflicht unterworfen sind, grundsätzlich dem eigenen Gebot bei der Ausschreibung (Gebotspreisverfahren). Diese Vergütung wird nur in Ausnahmefällen durch eine Vergütung in Höhe des letzten Gebots, das noch einen Zuschlag erhalten hat, ersetzt (Einheitspreisverfahren). Dies ist bei der Teilnahme sog. Bürgerenergieprojekte an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sowie bei der freiwilligen Teilnahme von bestimmten Bestandsanlagen bei der Ausschreibung von Biomasseanlagen der Fall. Begründet wird die Wahl des Gebotspreisverfahrens als Standardverfahren mit der Unsicherheit über das Wettbewerbsniveau und einem hohen Anteil an Mehrprojektbietern bei erneuerbaren Energien.[250] Für einen Wechsel zum Einheitspreisverfahren muss die Bundesnetzagentur eine entsprechende Festlegung treffen.[251]

204. Die Vor- und Nachteile von Einheits- und Gebotspreisverfahren sind in Bezug auf das optimale Auktionsdesign für Strommärkte vielfach diskutiert worden. Der Spotmarkt für Strom ist in Deutschland, wie in den meisten Ländern, mit Ausnahme von Großbritannien, als Einheitspreisauktion organisiert. In diesem Kontext wurde als Nachteil von Einheitspreisauktionen angeführt, dass Bieter hier bei mangelndem Wettbewerb Anreize zur Abgabe von Geboten oberhalb ihrer Grenzkosten haben, da ein Gebot bei diesem Preisverfahren nicht nur die Auszahlung für das entsprechende Gebot, sondern auch für alle weiteren Gebote beeinflussen kann. Im Kontext der Förderung erneuerbarer Energien könnten Mehrprojektbieter, so die Befürchtung, ihre Gebote zugunsten eines hohen einheitlichen Zuschlagspreises übertreiben, sodass alle ihre bezuschlagten Projekte von dem höheren Einheitspreis profitieren.[252] Bei diesem Problem handelt es sich jedoch um keines, das ausschließlich bei Anwendung des Einheitspreisauktionen auf Strommärkten auftritt. In allen Märkten, in denen kein vollständiger Wettbewerb herrscht, berücksichtigen Anbieter in ihren Angebotsentscheidungen stets die Auswirkungen auf alle ihre angebotenen Einheiten und können (mithilfe von Mengenzurückhaltung) Preise oberhalb ihrer Grenzkosten durchsetzen. Umge-

---

[250] Vgl. Gesetzesbegründung zu § 3 EEG Nr. 51. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BT-Drs. 18/8860.

[251] § 85 EEG.

[252] Vgl. Gesetzesbegründung zu § 3 EEG Nr. 51. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BT-Drs. 18/8860.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

kehrt gelten für Einheitspreisauktionen auf Strommärkten bei vollkommenem Wettbewerb auch die Vorteile von Wettbewerbsmärkten. So haben Bieter bei Anwendung des Einheitspreisverfahrens unter vollkommenem Wettbewerb einen Anreiz, ihre tatsächlichen Grenzkosten zu offenbaren. Als direkte Folge dieses Verhaltens erhalten ausschließlich die kostengünstigsten Anbieter einen Zuschlag.

205. Bei Anwendung des Gebotspreisverfahrens erfolgt für jedes Gebot, das einen Zuschlag erhalten hat, die Auszahlung in Höhe des jeweiligen Gebotswertes, sodass für einen Bieter bei einer Gebotspreisaktion grundsätzlich ein Anreiz besteht, ein Gebot in Höhe des geschätzten marginalen Gebots abzugeben. Hier fließen in die Entscheidung nicht nur die eigenen Grenzkosten sowie der Zielkonflikt zwischen Menge und Preis ein, sondern auch die Einschätzung über die Grenzkosten der anderen Anbieter und das Wettbewerbsniveau.

206. Die Vorteilhaftigkeit eines der beiden Preisverfahren in Bezug auf die Förderhöhe und die produktive Effizienz ist damit nicht eindeutig, und der Nachteil des Einheitspreisverfahrens liegt ausschließlich in möglichen Wettbewerbsproblemen bei den Ausschreibungsverfahren begründet. Das Wettbewerbsniveau der Pilotausschreibungen wurde jedoch als ausgesprochen hoch bewertet. Ließe sich dieses Ergebnis auf die Ausschreibungen des EEG 2017 übertragen, dürfte das Einheitspreisverfahren, trotz der Teilnahme von Mehrprojektbietern geeignet sein, die kostengünstigsten Projekte zu identifizieren. Gebote oberhalb der eigenen Grenzkosten sind beim Einheitspreisverfahren ausschließlich aufgrund einer Kapazitätszurückhaltung durch Mehrprojektbieter bei mangelndem Wettbewerb zu erwarten. Kleine Anbieter könnten diese Kapazitätszurückhaltung jedoch nutzen, um mit niedrigen Geboten in den Markt einzutreten.[253]

207. Das Einheitspreisverfahren erleichtert damit den Eintritt kleiner Anbieter. Kleinen, häufig unerfahrenen Anbietern müssen für eine erfolgreiche Teilnahme an Einheitspreisauktionen darüber hinaus ausschließlich Informationen über ihre eigenen Kosten vorliegen, während die optimale Strategie beim Gebotspreisverfahren eine Einschätzung über die Kosten der Wettbewerber und das allgemeine Wettbewerbsniveau voraussetzt. Diesem Umstand hat der Gesetzgeber Rechnung getragen, indem er für Bürgerwindparks abweichend das Einheitspreisverfahren festgesetzt hat.[254] Dieses Vorgehen erscheint zunächst sinnvoll, um diesen kleineren Akteuren die Teilnahme an den Ausschreibungen zu erleichtern. Andererseits schafft die Anwendung unterschiedlicher Preisverfahren in einer Auktion ungleiche Voraussetzung für die unterschiedlichen Bietergruppen und führt somit zu Wettbewerbsverzerrungen. Diese kamen in der ersten Ausschreibungsrunde gemäß EEG 2017 für Windenergie an Land in erheblichem Ausmaß zum Tragen, da 96 Prozent der bezuschlagten Projekte unter die Ausnahmeregelung der Bürgergesellschaften fielen[255] und weitere Auswertungen nahelegen, dass sich hinter diesen Projekten zu einem nicht unerheblichen Teil professionelle Akteure verbergen.[256]

208. Zusätzlich zur Festlegung auf Gebotspreisauktionen wurden Höchstwerte für die Auktionen festgelegt. Überschreitet ein Gebot den Höchstwert, wird es von dieser Auktion ausgeschlossen.[257] Die Höchstwerte sollen Kostensteigerungen in Fällen eines Marktversagens verhindern.[258] Bei den Ausschreibungen für Solaranlagen und denjenigen für Biomasseanlagen handelt es sich hierbei um administrative Festlegungen. Demgegenüber wird bei Windenergieanlagen an Land ab 2018 der um acht Prozent erhöhte Durchschnittswert für das jeweils höchste

---

[253] Ausubel, L. M., u. a., Demand reduction and inefficiency in multi-unit auctions, The Review of Economic Studies 81(4), 2014, S. 1366-1400.

[254] Die Bürgerwindparks nehmen an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land teil. Abweichend von der Gebotspreisregel, die für sonstige Bieter gilt, entspricht der anzulegende Wert bei Bürgerwindparks im Falle eines Zuschlags jedoch nicht dem eigenen Gebot, sondern dem letzten noch bezuschlagten Gebot der Auktion.

[255] Vgl. BNetzA, Hintergrundpapier – Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. Mai 2017, Mai 2017, S. 4.

[256] Vgl. Hanke, S., Firmen tarnen sich als Bürgergesellschaften, Spiegel Online, http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/windparks-firmen-tarnen-sich-als-buergergesellschaften-a-1152947.html, Abruf am 30. Juni 2017.

[257] § 33 Abs. 1 Satz 4 EEG.

[258] Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BT-Drs. 18/8860, S. 181.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

noch zugeschlagene Gebot der letzten drei Ausschreibungsrunden als Höchstwert festgelegt. Dieses Vorgehen erscheint im Vergleich zu der Orientierung an den administrativ festgelegten Vergütungssätzen zunächst konsequent, da die Höhe der Förderung hier der administrativen Festlegung tatsächlich entzogen wird. Grundsätzlich kann allerdings nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Ausschreibungsteilnehmer bei ihren Geboten an den Höchstwerten orientieren, sodass Kostensenkungspotenziale möglicherweise nicht vollständig ausgeschöpft werden. Soll die Festlegung von Höchstwerten dem Ziel dienen, Kostensteigerungen aufgrund von Marktversagen zu verhindern, ist die Festlegung auf Grundlage vorheriger Auktionsergebnisse fragwürdig. Kann davon ausgegangen werden, dass der Wettbewerb in den Auktionen zu effizienten Ergebnissen führt, sind keine Höchstwerte notwendig. Wird dagegen davon ausgegangen, dass es trotz Ausschreibungen zu Marktversagen kommen kann, dann sollte der Höchstwert nicht auf den Ergebnissen dieser Ausschreibungen (und damit gegebenenfalls auf zuvor schon überhöhten Preisen) beruhen.

3.2.5 Zur Zielerreichung Ausschreibungsvolumina flexibilisieren

209. Das Ziel des EEG 2017 ist es, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025, auf 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 und auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 zu steigern (§ 1 Abs. 2 EEG 2017). Diese Ziele sollen mithilfe gesetzlich definierter Ausbaupfade erreicht werden. Danach soll bei Windenergieanlagen an Land ein jährlicher Bruttozubau in Höhe von 2800 MW (2017-2019) bzw. 2900 MW installierter Leistung ab dem Jahr 2020 erfolgen. Bei Solaranlagen wird ein jährlicher Brutto-Zubau mit einer installierten Leistung von 2500 MW angestrebt.[259]

210. Der Zielkorridor für Windenergie an Land wurde damit gegenüber dem EEG 2014 bereits deutlich abgesenkt, das einen jährlichen Nettozuwachs der installierten Leistung von 2500 MW vorsah. Die Expertenkommission zum Monitoring „Energie der Zukunft“ prognostiziert selbst bei einer Realisierungsquote von 90 Prozent einen starken Rückgang beim Nettozuwachs von Windenergieanlagen an Land aufgrund von Anlagenstilllegungen. Betrug der durchschnittliche Nettozuwachs in den vergangenen 15 Jahren noch rund 2330 MW/Jahr, könnte sich in den Jahren 2018 bis 2025 ein jährlicher Nettozubau von lediglich 540 MW einstellen.[260] Bei Solaranlagen werden jährlich nur 600 MW ausgeschrieben. Die restlichen 1900 MW, die zum angestrebten Brutto-Zubau von 2500 MW fehlen, müssten somit außerhalb des Ausschreibungssystems und damit von Betreibern sehr kleiner Anlagen installiert werden, die nicht an den Ausschreibungen teilnehmen müssen.

211. Sollen die Ausbauziele für erneuerbare Energien mithilfe der Ausschreibungen erreicht werden, kommt der tatsächlichen Umsetzung der zugeschlagenen Projekte daher eine besondere Bedeutung zu. Das EEG sieht, wie die FFAV, Präqualifikationen für die Teilnahme an den Ausschreibungen und Pönalen bei fehlender Umsetzung der zugeschlagenen Projekte innerhalb einer bestimmten Frist vor. Um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können, muss bei Windenergieanlagen an Land und bei Biomasseanlagen eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) bzw. die Baugenehmigung vorliegen. Es handelt sich somit um eine späte Ausschreibung, bei der ein Projekt vergleichsweise weit vorangeschritten ist. Dieses Vorgehen soll die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass das Projekt tatsächlich realisiert wird. Bei Solaranlagen wurde der Nutzen einer erhöhten Flexibilität bei Ausschreibungen zu einem früheren Zeitpunkt höher gewichtet als die Wahrscheinlichkeit eines Schadens aus einer fehlenden Realisation der Projekte. Teilnehmer einer Ausschreibung müssen hier lediglich eine Erklärung darüber vorlegen, dass sich die entsprechende Fläche in ihrem Eigentum befindet.

212. Neben den genannten Genehmigungen bzw. Eigentumserklärungen müssen Auktionsteilnehmer bei Gebotsabgabe eine Sicherheit hinterlegen. Diese Sicherheit wird bei zugeschlagenen Projekten, die nicht innerhalb einer vorgegebenen Frist realisiert werden, als Pönale einbehalten. Diese Strafzahlung beträgt bei Windenergieanlagen

---

[259] Für Biomasseanlagen ist ein jährlicher Brutto-Zubau mit einer installierten Leistung von 150 MW (2017-2019) bzw. 200 MW (2020-2022) vorgesehen. Und bei Windenergieanlagen auf See soll eine Steigerung der installierten Leistung auf 6500 MW im Jahr 2020 und 15000 MW im Jahr 2030 erfolgen (§ 4 EEG).

[260] Vgl. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, a. a. O., Tz. 210.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

an Land 30 EUR/kWh zu installierender Leistung, bei Biomasseanlagen 60 EUR/kWh. Bei Solaranlagen muss bei Gebotsabgabe dagegen eine vergleichsweise geringe Sicherheit in Höhe von 5 EUR/kWh zu installierender Leistung als Sicherheit hinterlegt werden. Erhält ein Projekt den Zuschlag, muss allerdings eine zweite Sicherheit in Höhe von 45 EUR/kWh hinterlegt werden. Wird die Zweitsicherheit nicht zeitnah nach Zuschlagserteilung hinterlegt, erlischt der Zuschlag und die Erstsicherheit wird einbehalten.[261] Diese Regelung erscheint in Anbetracht der frühen Projektphase, zu der die Teilnahme an einer Ausschreibung hier möglich ist, folgerichtig. Allerdings wurde auch in den Pilotausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen nur in einem Fall keine Zweitsicherheit hinterlegt. Dennoch wurden bei den 174 bezuschlagten Projekten in der Pilotphase bis Dezember 2016 lediglich für 32 eine Förderberechtigung ausgestellt.[262] Projekte, die nach zwei Jahren nicht in Betrieb genommen wurden, verlieren die hinterlegte Sicherheit. Dies traf bei der ersten Ausschreibungsrunde, für die die Realisierungsfrist am 6. Mai 2017 erloschen ist, allerdings nur für eine von 25 bezuschlagten Anlagen zu. Die Realisierungsquote der ersten Ausschreibungsrunde ist damit sehr hoch. Bisher war man von einer deutlich geringeren Realisierungsquote ausgegangen.[263] Im Falle kleinerer Realisierungsquoten in der zweiten bis sechsten Ausschreibungsrunde, sollten die Ursachen fehlender Realisationen geprüft und gegebenenfalls eine Änderung der Höhe bzw. Struktur der Sicherheiten bzw. Pönalen erwogen werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass eine Erhöhung von Sicherheiten bzw. Pönalen das Investitionsrisiko für die Akteure erhöhen würde. Insbesondere kleinere Akteure beklagen bereits in Bezug auf die aktuelle Ausgestaltung ein erhöhtes Investitionsrisiko aufgrund des Systemwechsels.

213. Bei der Preissteuerung des EEG 2014 war ein gesetzlich festgelegter Anpassungsmechanismus für den Fall vorgesehen, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden. Der sog. „atmende Deckel“ sollte den Zubau steuern. Er sah eine Degression der Einspeisevergütung vor, deren Höhe von der Erfüllung des Ausbauziels im vorangegangenen zwölfmonatigen Bezugszeitraum abhing. So sollte insbesondere einem zu starken Ausbau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien vorgebeugt werden.[264] Die FFAV enthielt einen ähnlichen Mechanismus, nach dem Fördermengen, für die der Zuschlag aufgrund der fehlenden Realisierung der Projekte erloschen war (Ausschlussfrist), auf das zukünftige Ausschreibungsvolumen aufgeschlagen wurden. Dieses Vorgehen hatte jedoch einen Zeitverzug zur Folge. Die Bundesnetzagentur empfahl aus diesem Grund, den Ausschreibungsvolumina grundsätzlich 20 Prozent aufzuschlagen.[265]

214. Im Ausschreibungssystem des EEG 2017 ist keine der beschriebenen Maßnahmen in Bezug auf die Anpassung des Ausschreibungsvolumens vorgesehen. Es ist darauf hinzuweisen, dass das Steuerungsproblem, welches bei der Preissteuerung des EEG 2014 durch den sog. „atmenden Deckel“ adressiert wurde, grundsätzlich auch im Ausschreibungssystem des EEG 2017 besteht. Zwar besteht hier weniger die Gefahr einer Überförderung, die bislang verfügbaren Informationen zu den PV-Pilotausschreibungen deuten jedoch auf eine Realisierungsquote hin, die für eine Zielerreichung möglicherweise nicht ausreicht. Die flexible Ausgestaltung der Ausschreibungsvolumina, wie sie in der FFAV vorgesehen war, hätte dieses Problem, wenngleich mit Zeitverzug, adressiert. Mithilfe eines derartigen Anpassungsmechanismus könnte sichergestellt werden, dass die Ausbauziele erreicht werden, ohne dass kleine Anbieter durch verschärfte Präqualifikationsbedingungen abgeschreckt werden.

---

[261] Wird das Projekt nicht fristgerecht realisiert, wird auch die Zweitsicherheit als Pönale einbehalten.

[262] Vgl. Tz. 192 in diesem Gutachten. Eine Förderberechtigung kann nach Inbetriebnahme einer Anlage ausgestellt werden.

[263] Vgl. Energate, Fotovoltaik: Realisierungquote übertrifft Erwartungen, energate messenger, http://www.energate-messenger.de/news/174190/fotovoltaik-realisierungsquote-uebertrifft-erwartungen, Abruf am 16. Mai 2017

[264] Vgl. Tz. 182 in diesem Gutachten.

[265] Vgl. BNetzA, Bericht. Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, a. a. O., S. 17.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

3.3 Steuerung des Zubaus von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien

3.3.1 Netzausbaubedarf und Infrastrukturkosten aufgrund der Energiewende

215. Die Energiewende bringt eine Veränderung der Erzeugungsstruktur mit sich, welche eine Anpassung des gesamten Energieversorgungssystems notwendig macht. Im Jahr 1990 lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung lediglich bei 3,4 Prozent.[266] Im Jahr 2016 entsprach er bereits 31,7 Prozent[267] und gemäß § 1 EEG 2017 ist es das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und bis zum Jahr 2050 schließlich auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen. Um diese Ziele zu erreichen, sind nicht nur Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien notwendig, sondern auch Investitionen in die Netzinfrastruktur. Zudem ist auch der Übergang von einer weitgehend auf konventionellen Energieträgern basierenden Erzeugung zu einer überwiegend erneuerbaren Erzeugung mit Kosten, beispielsweise für Engpassmanagement, verbunden.

216. Im Jahr 1991, in dem das Stromeinspeisegesetz als Vorläufer des EEG in Kraft trat, diente das Übertragungsnetz neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit insbesondere auch der Verteilung des Stroms von Großkraftwerken in die Verteilernetze.[268] Von dieser Ebene wurde der Strom an die Stromverbraucher weitergeleitet. Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien speisen im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken in der Regel auf Ebene der Verteilernetze ein. Rund 98 Prozent aller EE-Anlagen sind auf Ebene der Verteilernetze angeschlossen.[269] Mit einer Steigerung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung verändert sich daher in einigen Gebieten die Funktion der Verteilernetze. Einige Verteilernetze sind bereits heute Einspeisenetze; die maximale Rückspeisung in das Übertragungsnetz ist bei diesen Verteilernetzen größer als die Höchstlast.[270] Die sog. Verteilernetzstudie aus dem Jahr 2014 prognostiziert einen durch die Energiewende bedingten Netzausbaubedarf auf Ebene der Verteilernetze in Höhe von EUR 23 Mrd. bis EUR 49 Mrd. bis zum Jahr 2032.[271] Der Bundesnetzagentur wurde vonseiten der Verteilernetzbetreiber zum Stichtag 31. Dezember 2015 ein Ausbaubedarf in Höhe von EUR 9,3 Mrd. für die nächsten zehn Jahre (2016-2026) gemeldet.[272] Die Auswertung des durch die Verteilernetzbetreiber prognostizierten Ausbaubedarfs zeigt, dass sich die Ausbauplanung für viele Verteilernetzbetreiber schwierig gestaltet, da beispielsweise Unsicherheiten bezüglich der konkreten Standorte von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bestehen. Aus diesem Grund beobachtet die Bundesnetzagentur, dass jedes Jahr neue Maßnahmen hinzukommen und andere gegenüber der ursprünglichen Planung wieder wegfallen.[273]

217. Für die Wahl des Standortes von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist neben Restriktionen, wie Flächenverfügbarkeit oder Abstandsregelungen insbesondere die Standortgüte entscheidend. Über 40 Prozent der Solaranlagen wurden bisher in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg installiert, über zwei Drittel der an Land installierten Windenergieanlagen stehen in den fünf nördlichen Bundesländern Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein.[274] Die Verbrauchszentren befinden sich jedoch eher in den Ballungsräumen im Westen und Süden von Deutschland. Daher entsteht ein

---

[266] Vgl. BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, a. a. O.

[267] Vgl. ebenda.

[268] Agora Energiewende, Energiewende und Dezentralität, Februar 2017, S. 59, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf, Abruf am 23. Mai 2017.

[269] E-Bridge, IAEW und OFFIS, Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), September 2014, S. 15, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5, Abruf am 24. Mai 2017.

[270] Vgl. auch Tz. 246 in diesem Gutachten.

[271] Vgl. E-Bridge, IAEW und OFFIS, Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), a. a. O., S. 9.

[272] Dieser Bedarf ist allerdings nicht ausschließlich durch den Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien begründet.

[273] Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O., S. 84 ff.

[274] Vgl. BNetzA, EEG in Zahlen 2015, Stand: 31. Dezember 2015.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

räumliches Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, welches ein Ausbau der Übertragungsnetze notwendig macht.

218. Die Übertragungsnetze dienen in immer stärkerem Ausmaß dem Transport von Strom aus erneuerbaren Energien in die Verbrauchszentren. Um die Übertragungsnetze an diese Aufgabe anzupassen, traten im Jahr 2009 das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und im Jahr 2013 das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) in Kraft.[275] Die aktuelle Fassung des EnLAG enthält 22 Vorhaben mit einem Umfang von rund 1.800 Leitungskilometern. Nach dem BBPIG sind zudem 43 Vorhaben mit einer Gesamtlänge der Leitungen von rund 6.100 km vorgesehen.[276]

219. Netzausbauvorhaben im Übertragungsnetz durchlaufen ein mehrstufiges Verfahren, bei dem die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur gemäß § 12a EnWG alle zwei Jahre einen sog. Szenariorahmen vorlegen, den diese konsultiert und genehmigt. Im Anschluss haben die Übertragungsnetzbetreiber zehn Monate Zeit, einen ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans auf Grundlage des Szenariorahmens zu erstellen, der die geografischen Anfangs- und Endpunkte von Bauvorhaben enthält. Nach einer Überprüfung durch die Bundesnetzagentur werden die Bauvorhaben im Bundesbedarfsplan verankert. Der Verlauf von Trassen ist auf dieser Planungsstufe noch nicht festgelegt. Dies geschieht bei Vorhaben, die nur ein Bundesland betreffen in dem sich anschließenden Raumordnungsverfahren durch die jeweilige Landesbehörde, bei länder- und grenzüberschreitenden Vorhaben in der Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur.

220. Der aktuelle Szenariorahmen 2017 bis 2030 wurde am 30. Juni 2016 genehmigt. Der entsprechende Netzentwicklungsplan wurde nach Anhörung der Öffentlichkeit überarbeitet und der Bundesnetzagentur in einem zweiten Entwurf am 2. Mai 2017 übergeben. Danach liegt das Gesamtvolumen der Investitionen für den Übertragungsnetzausbau, je nach Szenario, zwischen EUR 31 Mrd. und EUR 34 Mrd.[277] Mit einer Novellierung des Bundesbedarfsplans auf Grundlage dieses Netzentwicklungsplans ist 2019/2020 zu rechnen.[278]

221. Die Öffentlichkeit wird in die Netzplanung auf fast allen Stufen eingebunden. So sind bei den Übertragungsnetzbetreibern zum Netzentwicklungsplan 2017 bis 2030 insgesamt 2.116 Stellungnahmen eingegangen. In dem mittlerweile eingestellten Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplan 2025 waren es noch 15.636 Stellungnahmen. Als Grund für den Rückgang der Konsultationsbeiträge wird der Anfang 2016 in Kraft getretene Vorrang für eine Erdverkabelung bei bestimmten Vorhaben angeführt.[279] In der Vergangenheit war es insbesondere bei den Vorhaben „SüdLink“ und „SüdOstLink“ in manchen Regionen zu einer vollständigen Ablehnung des Netzausbaus gekommen. Um auf diesen Widerstand zu reagieren, wurde mit dem Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus ein Vorrang für eine Erdverkabelung von Gleichstromleitungen eingeführt.[280] Die erneute Planung des Ausbaus mithilfe von Erdkabeln führt jedoch zu Verzögerungen und zusätzlichen Kosten bei diesen Projekten.[281] Auch bei den Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz ist Widerstand gegen den Netzausbau zu erkennen, der sich in Form einer hohen Klagebereitschaft äußert und häufig zu zeitlichen Verzögerungen führt. Zudem hat die große Anzahl an Bauvorhaben aufseiten der Übertragungsnetzbetreiber Planungsrückstande hervorgerufen.

---

[275] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870); Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPlG) vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543).

[276] Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O., S. 74 f.

[277] Vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf – Zahlen, Daten, Fakten, Mai 2017, S. 10.

[278] Vgl. ebenda, S. 17 ff.

[279] Vgl. ebenda, S. 150; Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490)

[280] Artikel 5 Nr. 1 des Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus vom 21. Dezember 2015.

[281] Vgl. BMWi, Ergänzende Informationen zum Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Energieleitungsbaus, Dezember 2015, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergaenzende-informationen-zum-gesetz-zur-aenderung-von-bestimmungen-des-energieleitungsbaus.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf am 29. Mai 2017.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

222. Die Verzögerungen beim Netzausbau führen zu steigenden Kosten beim kurzfristigen Engpassmanagement. Ein solches ist immer dann notwendig, wenn die am Strommarkt zwischen Erzeugern und Verbrauchern gehandelten Strommengen nicht über das Stromnetz transportiert werden können. Diese Situation kann entstehen, weil Erzeuger aktuell kein Entgelt für die Einspeisung und den Transport des Stroms entrichten müssen. Daher berücksichtigen sie die Kosten der Netznutzung und -belastung nicht, sondern entscheiden über ihr Angebot am Strommarkt ausschließlich auf Grundlage ihrer individuellen Grenzkosten. Nach Abschluss der Lieferverträge kann sich herausstellen, dass der Strom physikalisch jedoch nicht entsprechend dieser Verträge transportiert werden kann. Derartige Engpässe werden zurzeit behoben, indem der zuständige Übertragungsnetzbetreiber einen Redispatch durchführt. Der Redispatch von Kraftwerksfahrplänen wird vorgenommen, indem Kraftwerke, die sich vor dem Engpass befinden und einen Zuschlag für eine Lieferung erhalten hatten, angewiesen werden, ihre Erzeugung zu reduzieren. Kraftwerke hinter dem Netzengpass, die am Strommarkt keinen Zuschlag für eine Lieferung erhalten haben, werden gleichzeitig angewiesen, ihre Erzeugung zu erhöhen.

223. Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten die vom Redispatch betroffenen Kraftwerksbetreiber zu entschädigen. Entweder werden die Kraftwerksbetreiber entsprechend der ihnen entstandenen Kosten vergütet oder die Vergütung wird marktlich, beispielsweise über Ausschreibungen, bestimmt. Ein Nachteil des kostenbasierten Redispatch besteht darin, dass Kraftwerksbetreiber keinerlei Anreiz erhalten, sich in Regionen anzusiedeln, in denen es vermehrt zu Redispatchmaßnahmen kommt, da ihnen lediglich ihre Grenzkosten erstattet werden. Der kostenbasierte Redispatch ist somit nicht geeignet, Netzengpässe langfristig mithilfe einer bedarfsgerechten Standortwahl von Kraftwerken zu beheben. Demgegenüber hat ein marktbasierter Redispatch den Vorteil, dass die zu leistenden Zahlungen, in Abhängigkeit vom Standort, oberhalb der Grenzkosten liegen können. So erhalten Kraftwerksbetreiber einen Anreiz, sich an systemdienlichen Standorten anzusiedeln. Damit ergibt sich allerdings gleichzeitig die Gefahr, dass Kraftwerksbetreiber ihre Kapazitäten nicht auf dem Stromgroßhandelsmarkt anbieten, wenn sie davon ausgehen, dass sie auf dem Redispatch-Markt einen höheren Preis erzielen können. Zudem können einzelne Anbieter auf derartigen regionalen Redispatch-Märkten Marktmacht erhalten.[282]

224. In Deutschland gab es bis zum Jahr 2012 keine einheitliche Regelung zur Vergütung von Kraftwerken bei einem Redispatch. Die zu diesem Zeitpunkt einschlägige Norm im Energiewirtschaftsgesetz gab lediglich eine angemessene Vergütung im Falle eines Redispatch vor.[283] Im Jahr 2012 legte die Bundesnetzagentur Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei Redispatchmaßnahmen fest.[284] Diese sahen grundsätzlich einen kostenbasierten Redispatch vor. Der Beschluss der Bundesnetzagentur zur Festlegung dieser Kriterien wurde jedoch durch Beschlüsse des Oberlandesgerichts Düsseldorf in 13 Fällen aufgehoben. Das Oberlandesgericht hielt den bloßen Aufwendungsersatz für zu restriktiv. Beispielsweise gehören nach Auffassung des Gerichts auch entgangene Gewinnmöglichkeiten zu einer angemessenen Vergütung.[285] Der Gesetzgeber hat im Jahr 2016 reagiert, indem er in § 13a Abs. 2 EnWG die Bestandteile einer angemessenen Vergütung bestimmt hat. Danach sind neben den tatsächlichen Erzeugungsauslagen unter anderem auch die entgangenen Erlösmöglichkeiten zu erstatten.

225. Gegenüber dem Jahr 2014 hatte sich der Umfang von Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015 nahezu verdoppelt und lag bei 15.811 Stunden. Im Jahr 2016 sank die Dauer von Redispatchmaßnahmen auf 13.339 Stunden. Diese Entwicklung spiegelt sich auch in den Kosten dieser Maßnahmen wieder. Wie Abbildung 3.4 zeigt, waren die Kosten im Jahr 2015 mit EUR 411,9 Mio. mehr als doppelt so hoch wie im Jahr 2014 (EUR 185,4 Mio.). Im Jahr 2016 sind die Kosten zwar leicht gesunken, liegen mit EUR 218,8 Mio. aber dennoch oberhalb der Kosten im Jahr

---

[282] Vgl. Inderst, R./Wambach, A, Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) 31(4), 2007, S. 333-342.

[283] § 13 Abs. 1a EnWG in der am 28.12.2012 geltenden Fassung.

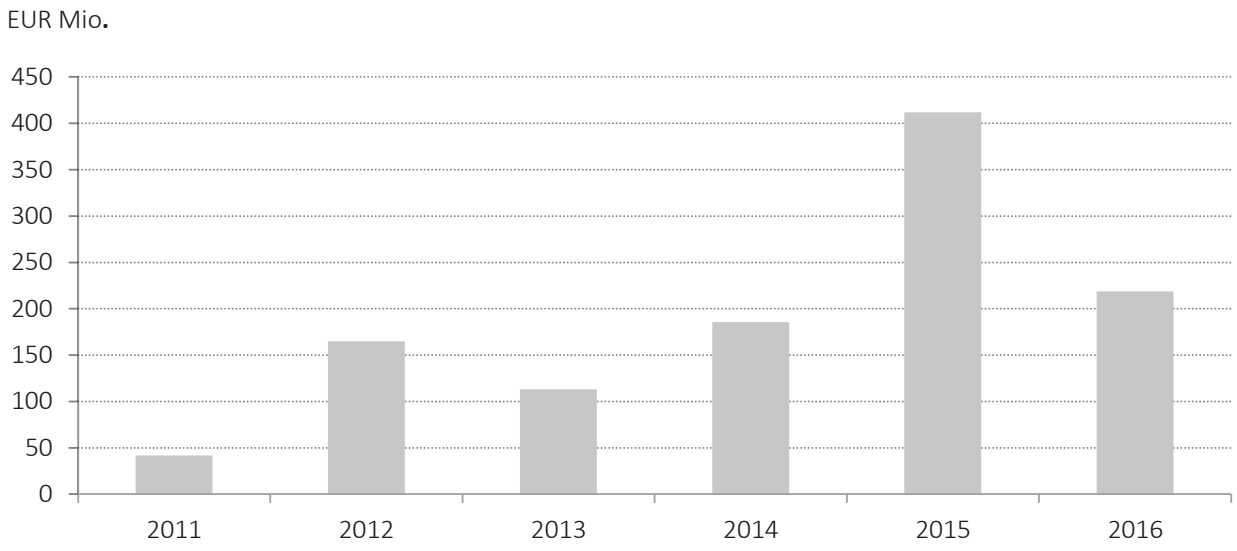
[284] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 30. Oktober 2012, BK8-12-019.

[285] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 28. April 2015, VI-3 Kart 313/12, Rn 163.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

2014. Insgesamt ist nach Einschätzung der Bundesnetzagentur nicht davon auszugehen, dass der Redispatchbedarf in den kommenden Jahren abnehmen wird.[286]

Abbildung 3.4: Entwicklung der Kosten von Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz



Quelle: BNetzA, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016, Mai 2017, sowie BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O.

226. Eine weitere Maßnahme des kurzfristigen Engpassmanagements ist das sog. Einspeisemanagement bei Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien. Netzbetreiber müssen Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich vorrangig einspeisen. Reichen die Netzkapazitäten jedoch nicht aus und sind alle vorrangig zu ergreifenden Maßnahmen, wie die Abregelung konventioneller Anlagen, ausgeschöpft, können Netzbetreiber die Einspeisung aus erneuerbaren Energien abregeln. Dafür müssen sie die Anlagenbetreiber jedoch entschädigen. Die Entschädigung entspricht in der Regel 95 Prozent der entgangenen Einnahmen.[287] Auch die sog. Ausfallarbeit, d. h. die Differenz zwischen der Strommenge, die Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien hätten einspeisen können, und der Strommenge, die sie unter der Steuerung des Netzbetreibers einspeisen konnten, hatte sich im Jahr 2015 mit 4722,3 Gigawattstunden (GWh) im Vergleich zum Vorjahr mit 1.580,6 GWh nahezu verdreifacht. Im Jahr 2016 lag die Ausfallarbeit mit 3.743,2 GWh zwar unterhalb des Wertes aus dem Jahr 2015, jedoch deutlich oberhalb des Wertes aus dem Jahr 2014. Diese Entwicklung spiegelt sich auch hier in den Kosten wider. Gegenüber dem Jahr 2014 hatten sich die ausgezahlten Entschädigungen mehr als verdreifacht. Für das Jahr 2016 zeigt Abbildung 3.5 dagegen einen leichten Rückgang der geschätzten Entschädigungsansprüche in Höhe von EUR 478 Mio. im Jahr 2015 auf EUR 372,7 Mio. im Jahr 2016.

227. Eine Aufschlüsselung der Redispatchmaßnahmen nach Übertragungsnetzbetreibern zeigt, dass ein Großteil der Einspeisereduzierungen im Jahr 2016 in der Regelzone von TenneT und 50 Hertz im Norden bzw. Osten Deutschlands stattfanden.[288] Einen ähnlichen Eindruck vermittelt die Aufschlüsselung der Ausfallarbeit nach Bundesländern im Jahr 2016. Ein Großteil der Ausfallarbeit fiel in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern an. Zwar sind 95 Prozent der von Einspeisemanagement-Maßnahmen betroffenen Anlagen in einem Verteilernetz angeschlossen, in 89 Prozent der Fälle lag die Ursache für die Einspeisemanagement-Maßnahme jedoch im Übertragungsnetz. Eine Aufschlüsselung der Ausfallarbeit nach Energieträgern zeigt

---

[286] Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O., S. 104.

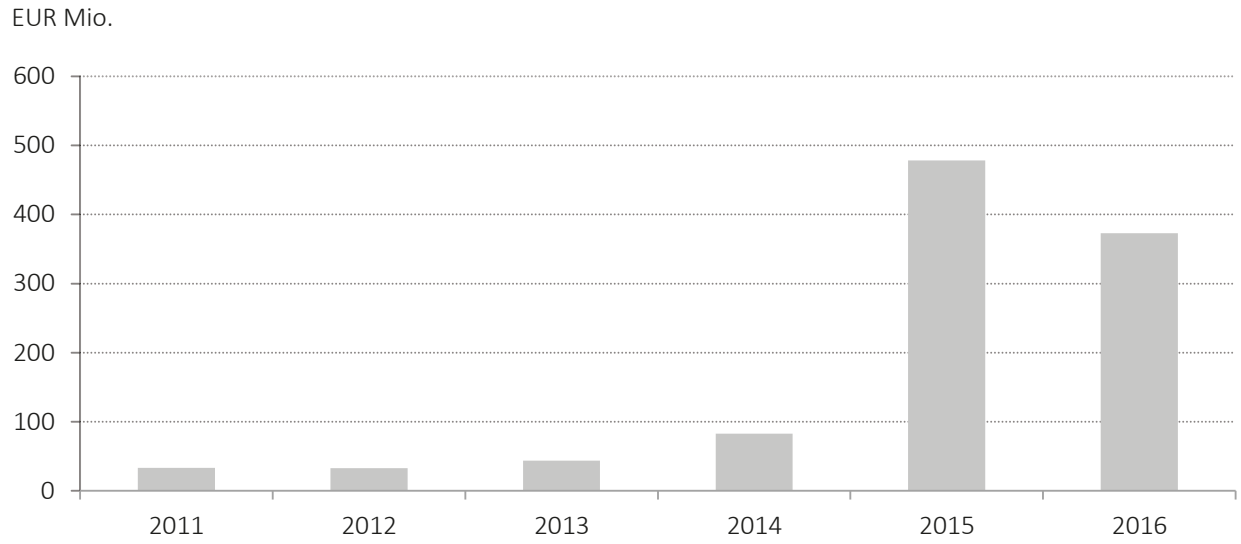
[287] §§ 14, 15 EEG.

[288] Vgl. BNetzA, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016, Mai 2017, S. 13.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

zudem, dass im Rahmen des Einspeisemanagements hauptsächlich Windenergieanlagen an Land abgeregelt werden, 94 Prozent der Ausfallarbeit entfiel auf diesen Energieträger.[289]

Abbildung 3.5: Entwicklung der Entschädigungszahlungen/-ansprüche verursacht durch Einspeisemanagement-Maßnahmen



Anmerkungen: Bei den Daten für die Jahre 2011 bis 2014 handelt es sich um die durch die Netzbetreiber ausgezahlten Entschädigungen. Für die Jahre 2015 und 2016 zeigt die Abbildung die Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber. Ausgezahlte Entschädigungen und Entschädigungsansprüche können aufgrund des Abwicklungsverfahrens zwischen Anlagen- und Netzbetreiber divergieren

Quelle: BNetzA, 3. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015, August 2016; Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016, Mai 2017, sowie BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O.

228. Die Veränderung der Erzeugungsstruktur, die mit der Energiewende einhergeht, führt aufseiten der Netzbetreiber somit einerseits zu Netzausbaukosten, andererseits auch zu steigenden Kosten aufgrund des notwendigen kurzfristigen Engpassmanagements. In der Folge kommt es zu Steigerungen bei den Netzentgelten. Abbildung 3.6 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte in den Jahren 2011 bis 2016 für drei Abnahmefälle in ct/kWh. Die Netzentgelte werden ausschließlich von den Stromverbrauchern gezahlt. Anlagen, die in das Netz einspeisen, zahlen kein Entgelt für die Einspeisung. Obwohl sich die Netzentgelte in den vergangenen drei Jahren relativ stabil entwickelten, ist gegenüber dem Jahr 2011 bereits ein Anstieg der Netzentgelte zu erkennen. Als Ursache werden neben einem stärkeren Netzausbau sowie einem erhöhten Bedarf an kurzfristigem Engpassmanagement auch Entwicklungen angeführt, die sich auf die Stromentnahme beziehen. So verteilen sich die Kosten des Netzes auf weniger Abnehmer, da die Eigenerzeugung tendenziell zunimmt.[290]

229. Auswertungen der Bundesnetzagentur zur Höhe von Netzentgelten in unterschiedlichen Regionen Deutschlands zeigen für Haushaltskunden eine Bandbreite von ca. 6 ct/kWh in großen Teilen von Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Bayern sowie mehr als 10 ct/kWh in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und großen Teilen von Brandenburg. Bei Abnehmern aus Gewerbe und Industrie ist, wenngleich auf einem niedrigeren Niveau, ein ähnliches Muster erkennbar. Als ein wesentlicher Grund wird neben Integrationskosten der erneuerbaren Energien und weiteren Ursachen hierfür angeführt, dass die ansteigende erneuerbare Erzeugung in den unte-

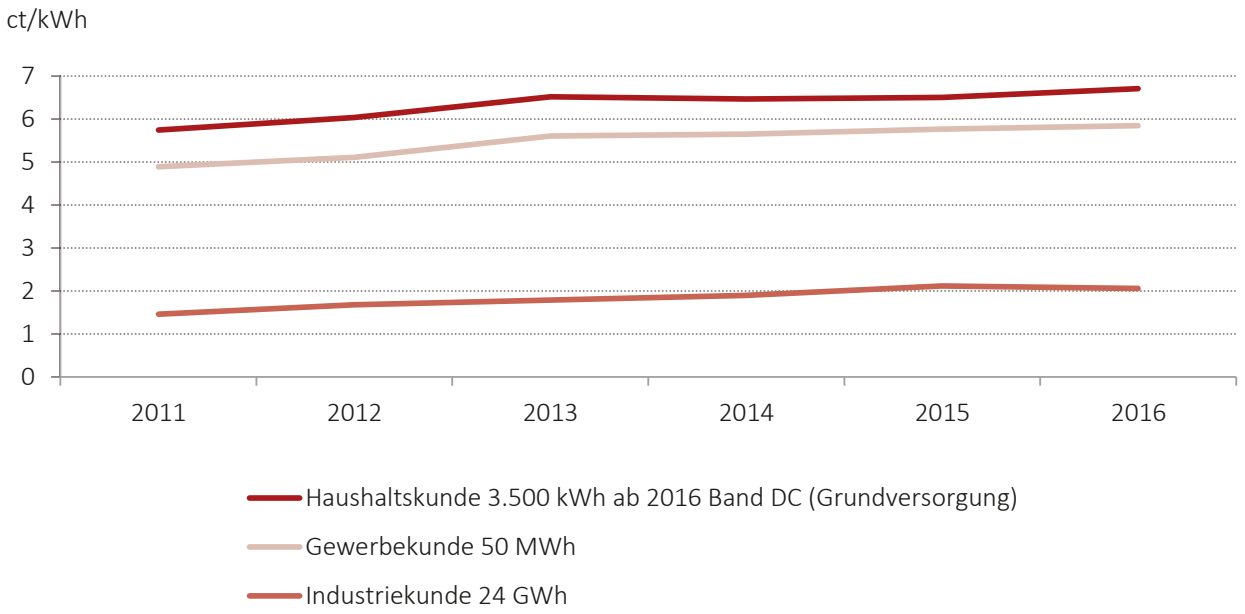
[289] Vgl. ebenda, S.22 ff.

[290] Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O., S. 116 f.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

ren Spannungsebenen dazu führt, dass insgesamt weniger Strom aus höheren Spannungsebenen entnommen wird und die dort anfallenden Netzkosten somit auf eine kleiner werdende Entnahmemenge umgelegt werden.[291]

Abbildung 3.6: Entwicklung der Netzentgelte seit 2011



Anmerkungen: Beim Abnahmefall „Haushaltskunde“ wird ein Haushaltskunde in der Grundversorgung mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, in der Niederspannung, ohne Leistungsmessung angenommen. Seit dem Jahr 2016 wird das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh Jahresverbrauch zugrunde gelegt (Band DC gemäß Eurostat). Beim Abnahmefall „Gewerbekunde“ wird von einem Jahresverbrauch von 50 MWh, einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Jahresnutzungsdauer von 1.000 Stunden in der Niederspannung mit Leistungsmessung ausgegangen. Dem Abnahmefall „Industriekunde“ liegt ein Jahresverbrauch von 24 GWh, einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW, einer Jahresnutzungsdauer von 6.000 Stunden, in Mittelspannung und mit Leistungsmessung zugrunde. Die Netzentgelte enthalten Kosten der Abrechnung, Messung und des Messstellenbetriebs und sind ohne Umsatzsteuer ausgewiesen

Quelle: BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2016, a. a. O.

230. Die Verzögerungen beim Netzausbau sowie die regionale Spreizung der Netzentgelte haben den Gesetzgeber dazu veranlasst, neben dem Netzausbau Steuerungsinstrumente für Erzeugungsanlagen einzuführen bzw. anzupassen. So werden bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien Instrumente eingesetzt, die den Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien steuern sollen. Zudem sieht das Netzentgeltmodernisierungsgesetz[292] neben einer Abschaffung der sog. vermiedenen Netzentgelte für die dezentrale Einspeisung eine Angleichung der Übertragungsnetzentgelte vor.[293] Auf diese Maßnahmen wird in den folgenden Kapiteln vertiefend eingegangen.

---

[291] Vgl. BNetzA, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html;jsessionid=E84B769D2337AC268B12964DF4FD1E12?nn=266668, Abruf am 31. Mai 2017.

[292] Am 7. Juli 2017 hat der Bundesrat beschlossen, zu dem vom Deutschen Bundestag am 30. Juni 2017 verabschiedeten Gesetz keinen Antrag gemäß Artikel 77 Absatz 2 des Grundgesetzes zu stellen, vgl. http://www.bundesrat.de/SharedDocs/TO/959/tagesordnung-959.html;jsessionid=214B62C1CC6B1CE52D338CCD19F37195.2_cid339?nn=4732016#top-108, Abruf am 31. August 2017. Vgl. hierzu ausführlich Kapitel 3.3.3 in diesem Gutachten.

[293] Das Gesetz ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Bundesrates bedarf, die Übertragungsnetzentgelte schrittweise bundesweit zu vereinheitlichen, §§ 24 Satz 2 Nr. 4 lit. b, 24 a Nr. 1 EnWG, BGBl. vom 21. Juli 2017, S. 2503.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

3.3.2 Gegenwärtige Steuerung des Zubaus von EE-Erzeugungsanlagen

231. Im EEG 2017 sind zwei Instrumente verankert, die den Zubau von Windenergieanlagen an Land räumlich steuern sollen – das Referenzertragsmodell[294] und das Netzausbaugebiet[295]. Für die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen ist die Anwendung einer sog. Verteilernetzkomponente vorgesehen.[296]

Steuerung des Zubaus von Windenergieanlagen an Land durch das Referenzertragsmodell

232. Das Referenzertragsmodell wird in seinen Grundzügen seit Einführung des EEG im Jahr 2000 angewendet. Das Ziel war es, die Förderung von Windenergieanlagen so anzupassen, dass Anlagen an windreichen Standorten nicht stärker gefördert würden, als es für ihren wirtschaftlichen Betrieb notwendig war, und Anreize für Investitionen in Windkraftanlagen im Binnenland zu schaffen.[297] Zu diesem Zweck wurde ein sog. Referenzstandort mit einer Standortqualität von 100 Prozent festgelegt, der unter anderem durch eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in 30 Metern Höhe gekennzeichnet war. Je geringer die Standortqualität einer Anlage im Vergleich zum Referenzstandort ausfiel, umso größer fiel die durchschnittliche Vergütung der Anlage aus.

233. Bis zum Inkrafttreten der EEG-Novelle im Jahr 2017 wurden Windenergieanlagen auf Grundlage eines zweistufigen Referenzertragsmodells vergütet. Windenergieanlagen erhielten für die Dauer von mindestens fünf Jahren eine erhöhte Anfangsvergütung, die in Abhängigkeit der jeweiligen Standortqualität einer Anlage ausgezahlt wurde. Anlagen an windarmen Standorten erhielten die erhöhte Anfangsvergütung für einen längeren Zeitraum als Anlagen an windreichen Standorten. Im Anschluss erhielten alle Anlagen für die restliche Förderdauer die Grundvergütung.

234. Im Zuge der Systemumstellung auf Ausschreibungen wurde beim Referenzertragsmodell auf einen einstufigen Ansatz umgestellt.[298] Anlagenbetreiber geben ihre Gebote auf Basis eines 100 Prozent-Standorts ab, der sich unter anderem durch eine Windgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern auszeichnet.[299] Ist ein Bieter in der Ausschreibung erfolgreich, wird der entsprechende anzulegende Wert mit einem Korrekturfaktor multipliziert, der von der Standortqualität der Anlage abhängt. Bei Standorten mit einem sog. Gütefaktor von 70 Prozent wird der anzulegende Wert beispielsweise mit einem Korrekturfaktor in Höhe von 1,29 multipliziert.[300] So werden Anlagen entsprechend ihres individuellen Standortes stärker gefördert, wenn dort geringere Erträge zu erwarten sind als am Referenzstandort. Umgekehrt fällt die Förderung an windreichen Standorten geringer aus. Als Ziel wird genannt, einen bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen anzuregen.[301]

---

294 Vgl. § 36h EEG 2017.

295 Vgl. § 36c EEG 2017.

296 Bundesregierung, Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen vom 17. Mai 2017, BT-Drs. 18/12375 vom 17. Mai 2017.

297 Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 14/2341 – Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes, Begründung zu § 7 EEG 2000, BT-Drs. 14/2776 vom 23. Februar 2000, S. 23.

298 Auch der Referenzstandort wurde neu definiert. Berechnungssystematik und Referenzstandort waren seit Einführung EEG nicht verändert worden.

299 Vgl. Anlage 2 (zu § 36h Nr. 4) EEG 2017.

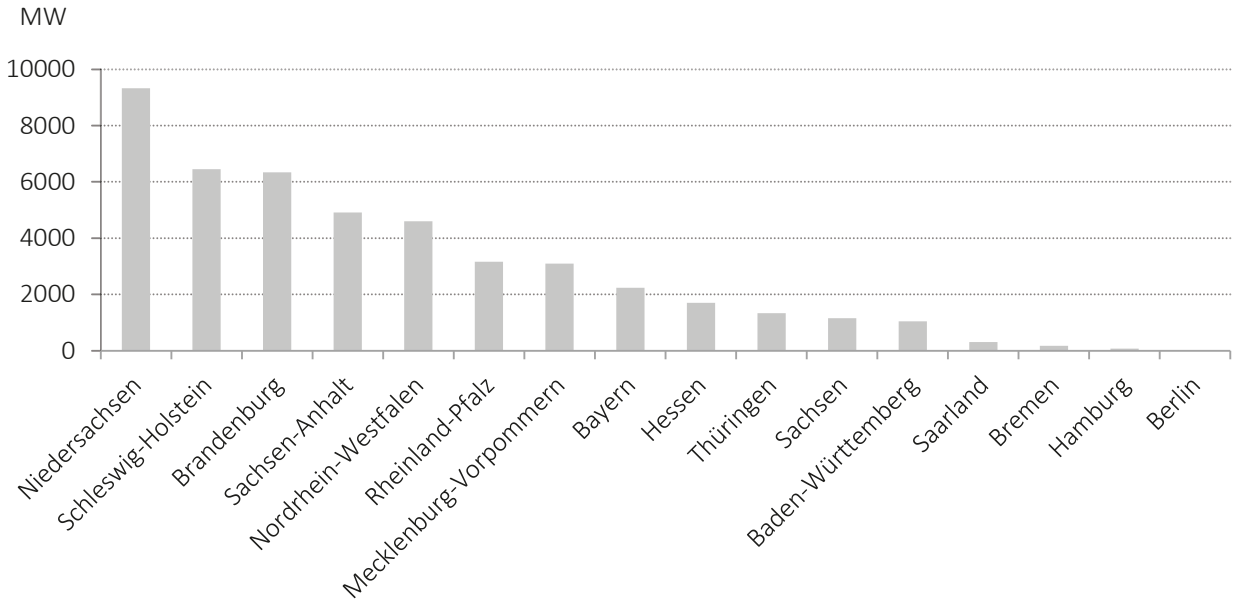
300 Vgl. § 36h EEG 2017.

301 Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BT-Drs. 18/8860 vom 21. Juni 2016, S. 150.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

235. Auch unter dem Referenzertragsmodell ist es in Bezug auf die räumliche Verteilung der Windenergieanlagen bisher zu deutlichen Vorteilen für einige Bundesländer gekommen. Die gemessen an der installierten Leistung von Windenergieanlagen stärksten Bundesländer sind Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Brandenburg. In Thüringen, Sachsen und Baden-Württemberg wurden bisher vergleichsweise geringe Kapazitäten installiert (vgl. Abbildung 3.7).

Abbildung 3.7: Installierte Leistung bei Windenergieanlagen nach Bundesländern 2016



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten aus Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Deutsche Windguard, 2016, S. 5; https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/onshore/factsheet-status-windenergieausbau-land-2016.pdf, Abruf am 16. März 2017

236. Grundsätzlich läuft das Ziel, dass deutschlandweit Anlagen auch an Standorten gebaut werden, an denen sich ein Bau ohne Referenzertragsmodell nicht rentieren würde, einer kosteneffizienten Erzeugung von Windenergie entgegen, da eine Windenergieanlage an einem windreichen Standort zu denselben Kosten eine größere Menge an Strom erzeugen kann als an einem windarmen Standort. Dieser Vorteil einer Windenergieanlage an einem windreichen Standort wird durch das Referenzertragsmodell gezielt eingeschränkt, während der Nachteil einer Anlage an einem windarmen Standort gezielt ausgeglichen wird.

237. Das Ziel des Referenzertragsmodells könnte auch sein, etwaige Produzentenrenten abzuschöpfen, d. h., eine Förderung zu vermeiden, die größer ist als der Betrag, der für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen notwendig ist. In diesem Fall käme es nicht zu den genannten Ineffizienzen. Die administrative Festlegung der Parameter kann sich dem gewünschten Ergebnis jedoch bestenfalls annähern und zudem unerwünschte Anreize für potenzielle Anlagenbetreiber mit sich bringen. So kann die Festlegung eines Referenzstandortes die technische Auslegung von Anlagen beeinflussen. Um möglichst hohe Förderbeträge zu erzielen, können Anlagen so ausgelegt werden, dass ihr hypothetischer Ertrag[302] am Referenzstandort möglichst gering ausfällt. In der Vergangenheit fehlte beispielsweise ein Anreiz an sehr windreichen Standorten hohe Nabenhöhen zu wählen.[303] Mit dem neuen Referenzstand-

[302] Dieser hypothetische Ertrag wird auch Referenzertrag genannt; vgl. Anlage 2 (zu § 36h EEG 2017).

[303] Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BT-Drs. 18/8860 vom 21. Juni 2016, S. 263.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

ort im EEG 2017 soll es nun zu einer veränderten Bewertung von Standorten und damit zu einem Anreiz kommen, höhere Nabenhöhen zu installieren.[304]

238. Mitunter wird das Referenzertragsmodell auch mit dem Argument gerechtfertigt, dass die resultierende regionale Verteilung der Anlagen der Netzstabilität diene.[305] Im Referenzertragsmodell ist jedoch kein Mechanismus hinterlegt, der die Ertragschancen von Anlagenbetreibern den Kosten eines möglicherweise notwendigen Netzausbaus gegenüberstellt. Damit erhalten Anlagenbetreiber zwar gegebenenfalls einen Anreiz sich an weniger windreichen Standorten anzusiedeln, es muss sich dabei jedoch nicht zwangsläufig um Standorte handeln, die vor dem Hintergrund möglicher Netzbelastungen durch die Anlage besonders günstig sind.

239. Die Monopolkommission spricht sich gegen eine Beibehaltung des Referenzertragsmodells aus. Das Ziel, einen bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen zu erreichen, indem auch dort Anlagen gebaut werden, wo sich dies ansonsten nicht rentieren würde, läuft einer kosteneffizienten Erzeugung zunächst einmal entgegen. Da das Referenzertragsmodell zudem höchstens zufällig zu einer Wahl von Standorten führt, die in Bezug auf einen etwaigen Netzausbaubedarf vorteilhaft ist, trägt das Referenzertragsmodell nicht zu einer effizienten Ansiedelung von EE-Anlagen bei, sondern führt im Gegenteil sogar zu Fehlanreizen und Ineffizienzen.

Steuerung des Zubaus von Windenergieanlagen an Land durch das Netzausbaugebiet

240. Da der Ausbau der Netze jedoch nicht überall mit dem Zubau von Windenergieanlagen Schritt hält, werden Windenergieanlagen aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz in Norddeutschland immer wieder abgeregelt, weil der Strom nicht vor Ort verbraucht wird und auch nicht in den Süden abtransportiert werden kann.[306] Um einen weiteren Zubau von Windenergieanlagen in Nord-Deutschland für die Zeit zu begrenzen, die benötigt wird, um Netzkapazitäten auszubauen, wurde im EEG 2017 die Festlegung eines sog. Netzausbaugebiets eingeführt. Das Netzausbaugebiet ist gemäß §36c EEG 2017 eine räumlich zusammenhängende Fläche, die insgesamt weniger als 20 Prozent der Fläche des Bundesgebietes umfassen soll. Die Bundesnetzagentur hat auf Basis des zu erwartenden Ausmaßes von Einspeisemanagement-Maßnahmen den nördlichen Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern als Netzausbaugebiet festgelegt. Durch die Festlegung des Netzausbaugebiets auf dieser Fläche werden laut Bundesnetzagentur 67 Prozent aller potenziellen Abregelungen von Windenergieanlagen erfasst.

241. Im Netzausbaugebiet wird der Zubau von Windenergieanlagen auf 58 Prozent desjenigen Zubaus begrenzt, der in den Jahren 2013 bis 2015 in diesem Gebiet stattgefunden hat.[307] Im Rahmen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land dürfen damit im Netzausbaugebiet lediglich 902 Megawatt zu installierende Leistung einen Zuschlag erhalten.[308]

242. Aufgrund dieser Regionalisierung ist, im Vergleich zu einer Ausschreibung ohne diese Maßnahme, mit einem erhöhten durchschnittlichen Zuschlagswert zu rechnen. Es ist zu erwarten, dass ertragreiche Anlagen im Norden trotz niedriger Gebotswerte aufgrund der Kontingentierung keinen Zuschlag erhalten werden, während Anlagen mit hohen Zuschlagswerten außerhalb des Netzausbaugebiets einen Zuschlag erhalten.

---

[304] Vgl. BWE, Referenzstandort und Referenzertrag, BWE (EEG Anlage 2), Dezember 2016, https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/referenzstandort-und-referenzertrag-eeg-2017-anlage-2/20161222_bwe_informationspapier_eeg_2017_referenzstandort.pdf, Abruf am 15. März 2017.

[305] Vgl. beispielsweise Beschluss des Bundesrats, Entschließung des Bundesrates zum Erfordernis einer Regionalisierungskomponente für die Ausschreibung bei Wind an Land, BR-Drs. 511/15 vom 27. November 2015, Ziffer 2.

[306] Verordnungsentwurf Bundesnetzagentur, Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung und zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets, Januar 2017, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/NAGV/Entwurf2_NAGV.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf am 16. März 2017.

[307] § 36c Abs. 4 EEG 2017.

[308] Verordnungsentwurf Bundesnetzagentur, Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung und zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets, a. a. O., Abschnitt 2 § 11.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

243. Kann das Netzausbaugebiet so festgelegt werden, dass der Zubau von Anlagen genau dort eingeschränkt wird, wo dieser die größten Netzausbaukosten verursachen würde, stünde einem Anstieg der Zuschlagswerte die Internalisierung von Netzausbaukosten gegenüber, die der Zubau von Windenergieanlagen im Netzausbaugebiet zur Folge hätte. Die Monopolkommission begrüßt die Einführung eines Instruments, das diesen Zielkonflikt berücksichtigt. Durch die Definition einer zusammenhängenden Fläche mit einer Größe von zwanzig Prozent Deutschlands, auf der nur 58 Prozent des Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 stattfinden darf, dürfte allerdings nur eine grobe Abwägung zwischen den Netzausbaukosten und Kosten des Zubaus erneuerbarer Energien an alternativen Standorten erfolgen. Insbesondere weil die relative Schwere von Engpässen nicht berücksichtigt wird, ist es weiterhin möglich, dass Anlagen innerhalb des Netzausbaugebiets einen Zuschlag erhalten, obwohl sie innerhalb des Netzausbaugebiets eine vergleichsweise starke Belastung des Netzes verursachen. Umgekehrt erhalten Anlagen gegebenenfalls keinen Zuschlag, obwohl sie eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz mit sich bringen. So produzieren beispielsweise Windkraftanlagen, die an das städtische Netz der Stadt Bremen angeschlossen sind, den Windstrom relativ lastnah, sodass keine Rückspeisung in das Übertragungsnetz erfolgt.[309] Da Bremen innerhalb des Netzausbaugebiets liegt, wird der Zubau hier beschränkt, obwohl er keine Belastung für das Übertragungsnetz darstellen würde.

244. Die Netzausbaugebiete sollen, wie der Entwurf zur Netzausbaugebietsverordnung[310] betont, ausschließlich vorübergehend den Zubau von Windenergieanlagen begrenzen. Aus Sicht der Monopolkommission sollten allerdings grundsätzlich die Kosten, die der Zubau einer Anlage an einem Ort nach sich zieht, bei der Standortwahl berücksichtigt werden. Diese Kosten sind wiederum gegenüber denjenigen abzuwägen, die eine alternative Verteilung von Erzeugungsanlagen mit sich brächte.[311] Auch im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2017 hat die Bundesregierung zugesagt, dass in gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie- und Solaranlagen die Netz- und Systemintegrationskosten der Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden.[312] Die Notwendigkeit einer Steuerung des Zubaus von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien wird insofern anerkannt.

Steuerung des Zubaus von Windenergie- und Solaranlagen durch Verteilernetzkomponenten

245. Am 17. Mai 2017 hat das Bundeskabinett den Entwurf einer Mantelverordnung verabschiedet, die die Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen und Solaranlagen gemäß § 39 i EEG enthält.[313] Bei der Ausgestaltung dieser Ausschreibungen war die Bundesregierung an die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2017 gebunden, im Rahmen derer sie zugesagt hatte, dass das Referenzertragsmodell bei den gemeinsamen Ausschreibungen nicht angewendet, die Netz- und Systemintegrationskosten der Windenergieanlagen an Land und der Solaranlagen im Ausschreibungsverfahren jedoch berücksichtigt werden würden.[314] Mit der Verordnung werden sog. Verteilernetzkomponenten in Verbindung mit regionalen Höchstwerten für zulässige Gebote eingeführt, welche dieses Ziel erfüllen sollen.[315]

---

[309] Vgl. Stellungnahme der Stadt Bremen zum Verordnungsentwurf Netzausbaugebiet, https://www.bundesnetzagentur. de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/NAGV/Stellungnahmen_NAGV.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf am 27. April 2017.

[310] Vgl. Verordnungsentwurf Bundesnetzagentur, Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung und zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets, a. a. O.

[311] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 310 ff.

[312] Vgl. EU-Kommission, State aid SA.45461 (2016/N) – Germany – EEG 2017 – Reform of the Renewable Energy Law, C(2016) 8789 final, Tz. 264 f.

[313] Bundesregierung, Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen, BT-Drs. 18/12375 vom 17. Mai 2017.

[314] Vgl. EU-Kommission, State aid SA.45461 (2016/N) – Germany – EEG 2017 – Reform of the Renewable Energy Law, C(2016) 8789 final, Tz. 49 ff.

[315] Zusätzlich gilt auch bei diesen Ausschreibungen die Zubaubeschränkung für das Netzausbaugebiet gemäß § 36c EEG 2017.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

246. Das Instrument der Verteilernetzkomponente beruht auf einer Definition von Verteilernetzausbaugebieten, in denen ein weiterer Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien einen Netzausbaubedarf auslösen würde. Dabei wird jedoch nicht, wie bei der Definition des Netzausbaugebiets, auf zu erwartende Einspeisemanagementmaßnahmen in einem Gebiet abgestellt. Vielmehr wird für jeden Landkreis auf Grundlage der installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien und eines Lastmodells ermittelt, ob die maximale Rückspeisung von der Hoch- auf die Höchstspannungsebene aus Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien größer ist als die Höchstlast. Die aktuell vorliegende Netzinfrastruktur ist in ihrer Dimensionierung für eine Stromerzeugung durch Großkraftwerke ausgelegt. Dabei wurde der Strom direkt in das Übertragungsnetz eingespeist und von dort bis in das Verteilnetz zu den Verbrauchern transportiert. Somit war die bezogene Leistung der in einem Verteilernetz angeschlossenen Stromverbraucher, d. h. die Last, für die Auslegung des Netzes entscheidend. Ist die Leistung aller Erzeuger, die in einem Verteilernetz angeschlossen sind, kleiner als die Last, verändert sich durch den Anschluss einer weiteren Erzeugungsanlage an der Auslegung des Verteilernetzes zunächst wenig. Sobald jedoch die Leistung der Erzeuger, die in einem Verteilernetz angeschlossen ist, größer ist als die Last, muss das Verteilernetz so ausgelegt werden, dass der erzeugte Strom auch bis zum Übertragungsnetz transportiert werden kann. Daher ist davon auszugehen, dass die Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien für derartige Netze dimensionierungsrelevant ist und jede weitere Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien in derartigen Netzen einen Netzausbaubedarf auslöst. Ein Verteilernetzausbaugebiet liegt daher vor, wenn die maximale Rückspeisung größer ist als die maximale Last (Höchstlast).

247. Da sich Windenergie- und Solaranlagen in ihren Einspeiseprofilen unterscheiden, wird bei der Bestimmung der maximalen Rückspeisung nicht nur die jeweils installierte Leistung von EE-Anlagen berücksichtigt, sondern auch das Verhältnis der installierten Leistung von Windenergie- und Solaranlagen in den einzelnen Landkreisen. Dies wird umgesetzt, indem die installierte Leistung jeweils mit einem sog. Kapazitätsfaktor gewichtet wird.[316] In einem Landkreis, in dem im Vergleich zu Solaranlagen bereits sehr viele Windenergieanlagen stehen, wird die installierte Leistung an Windenergieanlagen mit einem hohen Kapazitätsfaktor gewichtet, die installierte Leistung an Solaranlagen mit einem kleinen Kapazitätsfaktor. Zusätzlich soll berücksichtigt werden, dass der in einem Landkreis erzeugte Strom zumindest teilweise in diesem Landkreis direkt verbraucht wird. Daher wird ein Anteil der Höchstlast eines Landkreises von der Erzeugungsleistung abgezogen.[317] Die derartig angepasste gewichtete Erzeugungsleistung wird schließlich der Höchstlast[318] gegenübergestellt, um ein Verteilernetzausbaugebiet abzugrenzen.

248. Laut Verordnung liegt genau dann eine Verteilernetzausbaugebiet vor falls

$$(P_{Wind} \cdot K_{Wind} + P_{PV} \cdot K_{PV} + P_{Sonst} \cdot K_{Sonst} - P_{HL} \cdot K_{HL}) - P_{HL} > 0,$$

wobei *P* jeweils für die installierte Leistung von Windkraftanlagen (*Wind*), Solaranlagen (*PV*), sonstige Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (*Sonst*) bzw. die Höchstlast (*HL*) im betrachteten Landkreis steht und *K* für die entsprechenden Kapazitätsfaktoren bzw. den sog. Minimallastfaktor.[319]

249. Liegt eine Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien in einem Verteilernetzausbaugebiet, erhält sie im Ausschreibungsverfahren einen Gebotsaufschlag, der sich aus einem technologiespezifischen Basiswert und dem landkreis- und technologiespezifischen Kapazitätsfaktor zusammensetzt. Formal definiert die Verordnung die Ver-

---

316 Die Kapazitätsfaktoren werden, unter Berücksichtigung des Verhältnisses von Wind- zu Solaranlagen in einem Landkreis, modellbasiert ermittelt.

317 Dieser Anteil der Höchstlast wird über einen sog. Minimallastfaktor abgebildet. Die Höchstlast eines Landkreises wird mit diesem Minimallastfaktor gewichtet.

318 Die Höchstlast in einem Landkreis wird ebenfalls modellbasiert ermittelt, indem aggregiert vorliegende Lastinformationen regionalisiert werden. Ähnliche Modelle werden im Rahmen des NEP-Prozesses verwendet; vgl. Ecofys, Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergie an Land und PV – wissenschaftliche Empfehlungen, 2017, S. 36 (bei Redaktionsschluss noch unveröffentlicht).

319 Bundesregierung, Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen, BT-Drs. 18/12375 vom 17. Mai 2017, S. 39.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

teilernetzkomponente beispielsweise für eine Solaranlage durch $VNK_{PV} = K_{PV} \cdot B_{PV}$, wobei B der Basiswert ist. Der Basiswert soll die Kosten abbilden, welche typischerweise bei einem Ausbau des Verteilernetzes anfallen.[320] Diese Kosten werden auf die Volllaststunden umgelegt, sodass der Basiswert für Windenergieanlagen geringer ausfällt als für Solaranlagen, da Windenergieanlagen im Durchschnitt eine größere Anzahl an Volllaststunden aufweisen.

250. Das Instrument der Verteilernetzkomponente enthält Elemente, die grundsätzlich geeignet sind, Netz- und Systemintegrationskosten bei der Förderung erneuerbarer Energien zu berücksichtigen. Anlagen, die in Landkreisen installiert werden sollen, in denen bereits eine Vielzahl von Anlagen derselben Technologie einer vergleichsweise geringen Last gegenüber stehen, erhalten in der Auktion einen Gebotsaufschlag. Somit verringert sich die Wahrscheinlichkeit, dass diese Anlagen einen Zuschlag erhalten. Die Anpassung der Zuschlagswahrscheinlichkeit auf Grundlage der erwarteten Netzdienlichkeit einer Anlage ist zu begrüßen. Auch wird in der Verordnung zu Recht davon ausgegangen, dass ein Verteilernetzausbau mitunter keiner konkreten Anlage zugerechnet werden kann. Vielmehr kann ein Netzausbaubedarf allgemein von den Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien getrieben sein. Folgerichtig sind die entsprechenden Kosten in diesen Fällen den dortigen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien allgemein zuzurechnen.

251. Allerdings können die tatsächlichen Kosten, die der Anschluss von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in einem Netz hervorruft, bei einer modellbasierten Ermittlung von Verteilernetzkomponenten, ähnlich wie bei der administrativen Festlegung des Netzausbaugebiets, lediglich grob dargestellt werden. Beispielsweise werden die Wirkungen von Anschlüssen von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien lediglich für Hochspannungsnetze abgebildet. Etwaige Netzausbaukosten auf Ebene von Mittel- und Niederspannung bleiben dagegen unberücksichtigt. Eine Komplexitätsreduktion ist bei einer modellbasierten Ermittlung sicherlich notwendig, reduziert allerdings die Effizienz des Instruments.

252. Eine Alternative zur modellbasierten Ermittlung von Verteilernetzkomponenten durch die Bundesnetzagentur stellt die Ermittlung durch die Netzbetreiber dar. Diese könnten Verteilernetzkomponenten auf Grundlage der vor Ort entstehenden Zusatzkosten bei weiterem Zubau von EE-Anlagen bestimmen.[321] Gegen eine Standortsteuerung auf Grundlage einer Bewertung durch die jeweiligen Netzbetreiber spricht zwar, dass diese eine aufwendige regulatorische Überwachung erfordern könnte.[322] Dem kann jedoch entgegengehalten werden, dass die Ineffizienzen, die aufgrund einer aufwendigen Regulierung entstehen, nicht unbedingt schwerer wiegen als diejenigen, die aus einer modellbasierten Berechnung der regulierenden Stelle resultieren.

253. Die Verteilernetzkomponente ist so ausgestaltet, dass keine Zahlungen von EE-Anlagenbetreibern an die Netzbetreiber erfolgen. Sie wird den Geboten, die Anlagenbetreiber in den Ausschreibungen abgeben, lediglich zur Reihung der Gebote aufgeschlagen. Die Förderhöhe der bezugschlagten Gebote bemisst sich später ausschließlich anhand der Gebote. Diese Ausgestaltung ist insbesondere vor dem Hintergrund ihrer modellbasierten Ermittlung und ihrer ausschließlichen Anwendung im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen zwar nachvollziehbar. Würde ein im Rahmen dieser Pilotausschreibungen erprobtes Modell allerdings zur allgemeinen Grundlage für Ausschreibungen erneuerbarer Energien in Deutschland herangezogen, wäre eine Überführung in ein Instrument vorteilhaft, bei dem eine Zahlung von EE-Anlagenbetreibern an die betroffenen Netzbetreiber stattfindet. Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, die in ertragreichen Regionen installiert werden sollen, aber aufgrund dieses Standortes einen Netzausbaubedarf auslösen, könnten mithilfe eines derartigen Instruments im Falle

---

[320] Auch der Basiswert wird modellbasiert ermittelt.

[321] Die Kosten, die ein weiterer Zubau von EE-Anlagen vor Ort auslöst. Im alten System der Anreizregulierung hatte die Bundesnetzagentur eine Orientierung an den genehmigten Erweiterungsfaktoren und Investitionsmaßnahmen vorgeschlagen; vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Dezember 2015, S. 36. Innerhalb des aktuellen Regulierungsrahmens bestünde beispielsweise die Möglichkeit eine Beteiligung von Neuanlagen an der Netzverstärkung in Form von Baukostenzuschüssen; vgl. ebenda, S. 35.

[322] vgl. Ecofys, Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergie an Land und PV – wissenschaftliche Empfehlungen, a. a. O., S. 18 f. (bei Redaktionsschluss noch unveröffentlicht).

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

eines Zuschlags zur Finanzierung der Netzausbaukosten beitragen, die durch ihre Standortwahl verursacht werden.[323]

254. Neben den Verteilernetzkomponenten sollen bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Wind- und Solarenergie regionale Höchstwerte eingeführt werden. Dabei werden Landkreise anhand objektiver Winddaten in Höchstwertklassen eingeteilt. Es gibt drei Höchstwertklassen, eine für Nord-, eine für Mittel- und eine für Süddeutschland.[324] Ein Gebot oberhalb des entsprechenden regionalen Höchstpreises wird von der Auktion ausgeschlossen. Mithilfe dieses Ansatzes soll verhindert werden, dass Bieter in Regionen mit guten Windverhältnissen in Erwartung des Markträumungspreises Gebote abgeben, die deutlich oberhalb ihrer Kosten liegen. Die regionalen Höchstpreise sollen insofern das in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen zur Anwendung kommende Referenzertragsmodell ersetzen.[325] Damit wird allerdings die Gefahr in Kauf genommen, aufgrund falscher bzw. ungenauer Festlegung der Parameter Ineffizienzen hervorzurufen, um sich gegen hohe Gebote und damit einhergehende Förderkosten abzusichern.[326]

255. Die Abschaffung des Referenzertragsmodells zugunsten einer Anwendung von Verteilernetzkomponenten in den technologieübergreifenden Ausschreibungen ist zu begrüßen. So ist die Verteilernetzkomponente grundsätzlich geeignet, Systemintegrationskosten eines Zubaus von Anlagen erneuerbarer Energien zu berücksichtigen. Allerdings besteht hinsichtlich der beschriebenen Nachteile noch Nachbesserungsbedarf. Daher schlägt die Monopolkommission die Überführung in eine EE-Regionalkomponente vor.[327]

3.3.3 Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur

256. Der Gesetzgeber hat nicht nur in Bezug auf die Steuerung des Zubaus von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien Handlungsbedarf gesehen, sondern auch in Bezug auf die Struktur der Netzentgelte. Daher wurde ein Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur verabschiedet, das zum einen die Vereinheitlichung der Entgelte für den Zugang zu den Übertragungsnetzen ermöglicht und zum anderen die sog. vermiedenen Netzentgelte für volatile Erzeuger[328] abschafft.

Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte

257. Insbesondere die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte war aufgrund der damit einhergehenden Verteilungswirkung umstritten. Während in den Netzgebieten von Amprion und TransnetBW mit einer steigenden Netzentgeltbelastung zu rechnen ist, wird eine Angleichung der Übertragungsnetzentgelte in den Netzgebieten von 50Hertz und TenneT voraussichtlich zu einer Entlastung von Letztverbrauchern führen. Die Umverteilungswirkung fällt für diejenigen Letztverbraucher stärker aus, die an höheren Netzebenen angeschlossen sind. So beträgt die Veränderung der Netzentgelte in der Höchstspannungsebene zwischen 72 bzw. - 28 Prozent, während die Netzentgelte in der Niederspannung lediglich um bis zu sechs Prozent steigen bzw. drei Prozent sinken. Für ein

---

[323] Vgl. auch BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, a. a. O., S. 36.

[324] Vgl. § 16 Absatz 1, Bundesregierung, Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen, BT-Drs. 18/12375 vom 17. Mai 2017.

[325] Vgl. Tz. 237 in diesem Gutachten.

[326] Vgl. Ecofys, Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergie an Land und PV – wissenschaftliche Empfehlungen, a. a. O., S. 47 f. (bei Redaktionsschluss noch unveröffentlicht).

[327] Vgl. Kapitel 3.3.4 in diesem Gutachten.

[328] Bei volatilen Erzeugern handelt es sich um Erzeuger erneuerbarer Energien, die dargebotsabhängig einspeisen, wie Wind- oder Solarenergieanlagen.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Industrieunternehmen liegt die Veränderung damit beispielsweise bei etwa EUR 5 Mio. Mehr- oder Minderbelastung. Bei einem Haushaltskunden beträgt die Mehr- oder Minderbelastung etwa EUR 10.[329]

258. In einem im November 2016 bekannt gewordenen Referentenentwurf war eine Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte vorgesehen.[330] Im Gesetzentwurf der Bundesregierung vom Januar 2017 war dies nicht mehr der Fall.[331] In seiner Stellungnahme zu diesem Gesetzentwurf hatte der Bundesrat jedoch gefordert, die Möglichkeit einer Angleichung der Übertragungsnetzentgelte wieder aufzunehmen.[332] Die Bundesregierung verwies in ihrer Gegenäußerung zwar auf die Verteilungseffekte und die damit verbundenen unterschiedlichen Auffassungen.[333] Schließlich stimmte der Bundestag im Juni 2017 entsprechend der Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie jedoch für die Möglichkeit einer Angleichung der Übertragungsnetzentgelte.[334]

259. Für eine Angleichung der Übertragungsnetzentgelte spricht, dass es vor dem Hintergrund der neuen Funktion der Übertragungsnetze nicht weiter sachgerecht erscheint, dass Kosten von Übertragungsnetzausbau und Engpassmanagement vorrangig von Letztverbrauchern in Regionen getragen werden, aus denen der Strom aus erneuerbaren Energien abtransportiert werden muss. Die aktuelle Struktur der Netzentgelte geht in ihren Grundzügen auf das Jahr 2005 zurück.[335] Zu diesem Zeitpunkt war das Stromnetz für eine Einspeisung auf hohen Spannungsebenen und den Transport zu den Verbrauchern über die niedrigen Spannungsebenen ausgelegt. Das Übertragungsnetz wurde benötigt, um den Strom in die Verteilernetze zu transportieren. Die Verteilernetze waren notwendig, um den Strom aus den Übertragungsnetzen zu den Verbrauchern zu transportieren. In einem derartigen Stromsystem erschien es sachgerecht, dass die Kosten des Übertragungsnetzes zunächst auf die Verteilernetzbetreiber und von diesen auf die Verbraucher umgelegt wurden.

260. Dieses Vorgehen ist vor dem Hintergrund der sich ändernden Erzeugungsstruktur im Zuge der Energiewende jedoch problematisch. Die Übertragungsnetze werden ausgebaut, damit Strom aus erneuerbaren Energien in die Lastzentren transportiert werden kann.[336] Da die Übertragungsnetzentgelte in einem ersten Schritt auf die Verteilernetzbetreiber und in einem zweiten Schritt auf die Stromverbraucher umgelegt werden, kommt es vermehrt dazu, dass nicht nur die Verbraucher in den Lastzentren erhöhte Übertragungsnetzentgelte zahlen müssen, sondern auch diejenigen Verbraucher in Gebieten, in denen hohe Einspeisungen aus erneuerbaren Energien stattfinden. Diese Verbraucher zahlen somit dafür, dass Strom aus ihrem Gebiet abtransportiert werden kann.

261. Diese Entwicklung kann nicht nur zu einer Ablehnung des Netzausbaus oder sogar der Energiewende in betroffenen Regionen führen, sie setzt zudem Fehlanreize. Zahlen Verbraucher in Gebieten, aus denen Strom aus erneuerbaren Energien abtransportiert werden muss, ein relativ hohes Netzentgelt, haben gerade diese Verbrau-

---

[329] Für die unterschiedlichen Letztverbraucher, wie Industrieunternehmen und Haushaltskunden, wurden bestimmte Nutzungsprofile zugrunde gelegt; vgl. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Kurzstudie: Bundesweite Vereinheitlichung von Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene, November 2016, S. 11 bzw. S. 19. Möst u. a. (2015) gehen ebenfalls von einer Entlastung im Norden und Osten Deutschlands und einer Mehrbelastung unter anderem in Nordrhein-Westfalen und Baden-Würtemberg aus; vgl. Möst, D. u. a., Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte, Oktober 2015, S. 3.

[330] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) vom 4. November 2016.

[331] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BR-Drs. 73/17 vom 27. Januar 2017.

[332] Stellungnahme des Bundesrates, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BR-Drs. 73/17 vom 10. März 2017, S. 4.

[333] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017, S. 28.

[334] Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drs 18/11528, BT-Drs. 18/12999 vom 28. Juni 2017.

[335] Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017, S. 1.

[336] Dies gilt ebenfalls für Kosten von Engpassmanagement-Maßnahmen.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

cher einen Anreiz, den Bezug von Strom zu reduzieren oder selbst zu erzeugen (Eigenerzeugung). Unternehmen könnten sich in Regionen mit niedrigen Entgelten ansiedeln. Darüber hinaus kann es aufgrund der regional unterschiedlichen Höhe der Übertragungsnetzentgelte zu unerwünschten Ergebnissen bei der Konzessionsvergabe kommen. Wenn bei der Konzessionsvergabe das zu erwartende Netzentgelt als Auswahlkriterium herangezogen wird, hat ein sich auf die Konzession bewerbender Verteilernetzbetreiber, dessen Verteilernetze zu einem Großteil an ein Übertragungsnetz mit hohen Übertragungsnetzentgelten angeschlossen sind, gegenüber einem Verteilernetzbetreiber, dessen Netze überwiegend an einen Übertragungsnetzbetreiber mit niedrigen Übertragungsnetzentgelten angeschlossen ist, einen Nachteil. Die Konzession wird unter Umständen nicht an den effizienten Verteilernetzbetreiber, sondern an denjenigen mit den geringeren vorgelagerten Übertragungsnetzentgelten vergeben.[337]

262. Die Bundesnetzagentur hat jedoch bereits darauf hingewiesen, dass ein einheitliches Netzentgelt die Kostenverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber schwächen kann.[338] Um dieses Problem zu vermeiden, wurde vorgeschlagen, bei einer Einführung eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf dem bestehenden System mit Kostenprüfung und Effizienzvergleich aufzubauen, sodass die Kostenverantwortung des einzelnen Übertragungsnetzbetreibers weitgehend bestehen bliebe. An die Stelle der individuellen Bestimmung der Netzentgelte durch den entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber würde ein gemeinsames Preisblatt[339] treten, welches auf Grundlage eines von der Bundesnetzagentur festgelegten Berechnungsmusters bestimmt würde.[340]

263. Die Monopolkommission teilt die Bedenken der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Kostenverantwortung der Netzbetreiber. Abhängig von der genauen Ausgestaltung kann jedenfalls nicht ausgeschlossen werden, dass die Bestimmung eines einheitlichen Netzentgelts auf Grundlage der Kosten aller Übertragungsnetzbetreiber die Anreize für Kostensenkungen bei den Übertragungsnetzbetreibern einschränkt. Der Vorschlag der Bundesnetzagentur eines gemeinsamen Preisblatts dürfte zudem die Transparenz in Bezug auf wettbewerbsrelevante Unterschiede der Netzbetreiber, wie beispielsweise die Investitionsbereitschaft oder die Effizienz bei der Durchführung von Netzausbaumaßnahmen, mindern und so den Wettbewerb zwischen den Übertragungsnetzbetreibern reduzieren. Eine Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte wirkt zwar Fehlanreizen aufseiten von Stromerzeugern und -verbrauchern entgegen, birgt aber gleichzeitig die Gefahr von Fehlentwicklungen aufseiten der Netzbetreiber.

264. Um Fehlentwicklungen aufgrund des regionalen Auseinanderdriftens der Übertragungsnetzentgelte entgegenzuwirken, sollten daher alternative Maßnahmen in Erwägung gezogen werden. So kann die Einführung eines erzeugerseitigen Entgelts für Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Regionalkomponente) ebenfalls ein Auseinanderdriften der Übertragungsnetzentgelte dämpfen, ohne jedoch den Wettbewerb zwischen den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Regulierung einzuschränken.[341]

Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte

265. Bei den vermiedenen Netzentgelten handelt es sich um Zahlungen von Netzbetreibern an dezentrale Stromerzeuger (negative Netzentgelte), die von den Stromverbrauchern über die Netzentgelte finanziert werden. Die schrittweise Abschaffung vermiedener Netzentgelte soll dazu beitragen, das Energiesystem an einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien anzupassen. Umstritten war jedoch, ob die vermiedenen Netzentgelte für alle dezentralen Anlagen abgeschafft werden sollten. Ein Gesetzentwurf der Bundesregierung vom März 2017 sah die

---

337 Vgl. zur Konzessionsvergabe ausführlich Kapitel 4.1 in diesem Gutachten.

338 Vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, a. a. O., S. 60.

339 In den Preisblättern veröffentlichen Netzbetreiber die Netzentgelte für die Netznutzung auf Basis der genehmigten Erlösobergrenzen.

340 Vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, a. a. O., S. 59 ff.

341 Vgl. zur EE-Regionalkomponente ausführlich Kapitel 3.3.4 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für alle dezentralen Erzeugungsanlagen vor.[342] Allerdings hatten sich insbesondere die Länder für ein Beibehalten der vermiedenen Netzentgelte für steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen eingesetzt.[343] Letztendlich wurde im Juni 2017 die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte ausschließlich für volatile Erzeuger[344] beschlossen.[345]

266. Der Hintergrund der Zahlung von vermiedenen Netzentgelten an Anlagenbetreiber ist, dass im früheren Energieversorgungssystem argumentiert werden konnte, dass die Erzeugung einer Anlage, die in einem Verteilernetz angeschlossen war, direkt im entsprechenden Verteilernetz verbraucht werden konnte. In der Größenordnung, in der Strom direkt im Verteilernetz erzeugt und dort verbraucht wurde, musste kein Strom aus dem Übertragungsnetz abgenommen werden. Verbraucher hätten aufgrund derartiger dezentraler Erzeugung daher niedrigere Entgelte für den Bezug von Strom aus den Übertragungsnetzen zahlen müssen. Diese potenziellen Kosteneinsparungen, die von dezentralen Erzeugungsanlagen ausgingen, wurden jedoch in Form vermiedener Netzentgelte direkt an die dezentralen Erzeugungsanlagen ausgezahlt, sodass die Stromverbraucher nicht von der Kosteneinsparung profitierten. Insofern konnten vermiedene Netzentgelte im früheren Energieversorgungssystem aus Sicht des Stromverbrauchers als neutral bewertet werden.[346] Der Stromverbraucher zahlte den dezentralen Erzeugern genau das aus, was er beim alternativen Bezug aus den vorgelagerten Netzebenen einsparte.

267. Die starke Steigerung dezentraler Einspeisung im Rahmen der Energiewende führt jedoch dazu, dass eine Belastung vorgelagerter Netzebenen (beispielsweise im Übertragungsnetz) nicht weiter vermieden wird. Vielmehr löst sie in einigen Regionen sogar einen zusätzlichen Netzausbaubedarf in den vorgelagerten Netzebenen aus.[347] Dezentrale Anlagen erhalten weiterhin die (scheinbar) vermiedenen Netzentgelte ausgezahlt. Die Höhe richtet sich nach der Höhe der Netzentgelte aller vorgelagerten Netzebenen. Daher besteht für dezentrale Erzeugungsanlagen ein Anreiz, sich in Gebieten anzusiedeln, in denen, gegebenenfalls aufgrund von Netzausbau und Engpassmanagement, bereits hohe Netzentgelte erhoben und als (scheinbar) vermiedene Netzentgelte ausgezahlt werden. Die durch diesen Anreiz einsetzende Kostenspirale wird dadurch verstärkt, dass durch die Berechnung der vermiedenen Entgelte auf Grundlage der Netzentgelte aller vorgelagerten Netzebenen Anreize bei Erzeugern gesetzt werden, auf möglichst niedrigen Netzebenen einzuspeisen und an diesen Standorten in neue Anlagen zu investieren.[348] Aufgrund der dargestellten Fehlanreize und einer damit einhergehenden Steigerung der Netzentgelte ziehen sich die Verbraucher aus der Finanzierung des Netzes zurück, indem sie auf Eigenversorgung umstellen. Dadurch ziehen die Netzentgelte für die verbleibenden Verbraucher weiter an.

268. Im Gegensatz zur Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte ist die schrittweise Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte geeignet, die Anreize aller Akteure dem sich wandelnden Energiesystem anzupassen. Da die dezentrale Einspeisung in einem Energiesystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien eher zu einem Netzausbaubedarf führt, als Netzausbau zu vermeiden, führt ein negatives Netzentgelt (vermiedenes Netz-

---

[342] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017.

[343] Stellungnahme des Bundesrates, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BR-Drs. 73/17 vom 10. März 2017, S. 2 f.

[344] Bei volatilen Erzeugern handelt es sich um Erzeuger erneuerbarer Energien, die dargebotsabhängig in Wind- oder Solarenergieanlagen einspeisen.

[345] Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9.Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drs 18/11528, BT-Drs. 18/12999 vom 28. Juni 2017, S. 8.

[346] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017, S. 12.

[347] Dies ist vor allem in Gegenden der Fall, die weniger dicht besiedelt sind, sodass ursprünglich relativ wenig Strom aus dem Übertragungsnetz zu den Letztverbrauchern transportiert werden musste. Wenn in diesen Gebieten gute Bedingungen beispielsweise für die Stromerzeugung aus Windkraft herrschen, muss nun unter Umständen relativ viel Strom aus diesen Gebieten vom Übertragungsnetz aufgenommen werden. Ein Übertragungsnetzausbaubedarf ist die Folge.

[348] Vgl. ebenda, S. 13.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

entgelt) zu den beschriebenen Fehlanreizen. Eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte löst diese Kostenspirale auf und ist daher grundsätzlich zu begrüßen.

269. In Bezug auf die Frage, für welche Anlagen die vermiedenen Netzentgelte abgeschafft werden sollten, hatte der Bundesrat in seiner Stellungnahme zum Entwurf des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes eine Unterscheidung zwischen volatiler und nicht volatiler dezentraler Erzeugung gefordert. Im Gegensatz zu volatilen Erzeugern, wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen, erbrächten nicht volatile Erzeuger, wie KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) oder Wasserkraftanlagen einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung und Entlastung der Netze.[349] Eine differenzierte Betrachtung erscheint zwar sinnvoll, da dezentrale Anlagen nicht in jedem (Verteiler-)Netz eine Belastung für das vorgelagerte (Übertragungs-)Netz darstellen müssen. Dieses Argument rechtfertigt allerdings nicht die Beibehaltung der vermiedenen Netzentgelte für nicht-volatile Erzeuger, wie sie der Bundesrat in seiner Stellungnahme forderte.[350] Denn auch ein nicht-volatiler Erzeuger kann das Übertragungsnetz zusätzlich belasten, wenn er in ein Verteilernetz einspeist, das Strom in das Übertragungsnetz rückspeist. Wird darüber hinaus berücksichtigt, dass insbesondere die dezentrale Erzeugung erneuerbarer Energien zunehmend zu zusätzlichen Kosten in Form von Netzausbau und Engpassmanagement führt, erscheint insbesondere in derartigen „Einspeisenetzen“ nicht die Zahlung von vermiedenen Netzentgelten für konventionelle Erzeuger, sondern vielmehr ein positives Netzentgelt für Erzeuger erneuerbare Energien sachgerecht.

3.3.4 Regionalkomponente für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien – EE-Regionalkomponente

270. Wie in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt wurde, haben hohe Netzausbaukosten, Verzögerungen beim Netzausbau sowie steigende Kosten des kurzfristigen Engpassmanagements den Gesetzgeber dazu veranlasst, mithilfe einer Reihe von Instrumenten in marktliche Mechanismen einzugreifen, um bestimmte Steuerungswirkungen zu erzielen. Dazu gehören die beschriebenen Instrumente zur Steuerung des Zubaus von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, aber auch die Anpassung der Netzentgeltstruktur. Schließlich wird auch eine Änderung des Preiszonenzuschnitts in Form einer Trennung der deutschen Preiszone von Österreich vorbereitet. Die Monopolkommission sieht den Einsatz dieser Vielzahl von Instrumenten kritisch. Bereits in früheren Sondergutachten wurde vorgeschlagen, die Netzkosten der Energiewende verursachungsgerecht durch ein erzeugerseitiges Netzentgelt einzupreisen. Die Monopolkommission hat ihre Überlegungen zu einem solchen Netzentgelt (EE-Regionalkomponente) in diesem Gutachten weiter konkretisiert und die Wirkungen auf das Stromnetz in einer umfassenden Simulationsstudie getestet.

3.3.4.1 Regionale Preissignale als Lösung für Netzengpässe

271. Ein erhebliches infolge der Energiewende auftretendes Grundproblem des deutschen Energiemarktdesigns ist das Fehlen von regionalen Preissignalen. Von regionalen Preiskomponenten gehen Effekte aus, die dämpfend auf Netzausbau- und Redispatchkosten wirken können. Einerseits kann eine regionale Preiskomponente in der kurzen Frist die relativen Knappheitsverhältnisse der Regionen abbilden. So würden sich in Regionen mit großer Knappheit hohe Preise einstellen, woraufhin weniger Strom nachgefragt würde (Nachfrageeffekt), umgekehrt würden Betreiber von Anlagen mehr Strom produzieren (Produktionseffekt). Zudem entfalten regionale Preiskomponenten ihre Wirkung auch in der langen Frist. Da sich Erzeuger bei ihrer Standortwahl an den dort erzielbaren Preisen orientieren, siedeln sie sich in Regionen an, in denen aufgrund geringer Erzeugungskapazitäten oder hoher Last ein hohes Preisniveau herrscht (Investitionseffekt).

272. Innerhalb Deutschlands (und bisher Österreichs) existiert indes eine einheitliche Preiszone, sodass Erzeuger unabhängig von ihrem Standort einen einheitlichen Großhandelspreis erhalten. Zudem werden Erzeuger nicht an Netzausbau- und Redispatchkosten beteiligt, sondern die resultierenden Netzentgelte ausschließlich von den

---

[349] Vgl. Stellungnahme des Bundesrates, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), BR-Drs. 73/17 vom 10. März 2017, S. 2.

[350] Vgl. ebenda, S. 3.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Letztverbrauchern getragen. Grundsätzlich kann eine regionale Preiskomponente auf Ebene der Großhandelspreise oder auf Ebene der Netzentgelte ansetzen. Auf Ebene der Großhandelspreise können regionale Preissignale generiert werden, indem die einheitliche Preiszone in mehrere Preiszonen aufgeteilt würde. Den Extremfall dieser Variante stellt ein Nodalpreissystem dar. Auf Ebene der Netzentgelte können regionale Preissignale für Erzeuger von einer sog. G-Komponente[351] ausgehen.

273. Im Extremfall des Nodalpreissystems stellt jeder Netzknotenpunkt einen eigenen Markt bzw. eine eigene Gebotszone dar. Die Preisbildung wird in einem derartigen System von einem unabhängigen Betreiber durchgeführt, der zu diesem Zweck sämtliche Daten zur Nachfrage, zum Angebot, zu Netzen und zu etwaigen Netzengpässen verarbeitet. Je nach Engpasssituation ergeben sich so unterschiedliche Preise an den einzelnen Knoten. Redispatchmaßnahmen sind nicht notwendig. Das beschriebene System wird häufig als das System mit der größtmöglichen Effizienz betrachtet, stellt aber einen starken Gegensatz zum einheitlichen Preissystem in Deutschland dar.

274. Eine Variante, die zwischen den Extremfällen einer einheitlichen Preiszone und Nodalpreisen liegt, ist die Aufspaltung einer einheitlichen Preiszone in mehrere Preiszonen wie z. B. die gemeinsame Preiszone Deutschland/Österreich in zwei Preiszonen (Deutschland und Österreich). Im Modell mehrerer Preiszonen ergibt sich für jede Zone ein eigener Preis auf Grundlage des zonenspezifischen Angebots und der zonenspezifischen Nachfrage. Sind die Netzkapazitäten zwischen den Zonen nicht ausgelastet, stellen sich gleiche Preise ein. Gibt es allerdings Netzengpässe zwischen den Zonen, stellen sich unterschiedliche Preise ein und signalisieren den Marktakteuren die relative Knappheit. So erhalten Kraftwerksbetreiber einen Anreiz, sich in Regionen anzusiedeln, in denen vergleichsweise hohe Preise herrschen. Umgekehrt werden Kraftwerkskapazitäten in denjenigen Zonen zurückgebaut, in denen niedrige Preise herrschen. Generell bilden die Preise in dem beschriebenen System die tatsächlichen Engpässe umso genauer ab, je kleinteiliger die Zonen gewählt werden.

275. Die Abspaltung Österreichs aus der gemeinsamen Preiszone könnte insofern zur Lösung eines Netzengpasses an der deutsch-österreichischen Grenze beitragen. Darüber hinaus wird seit geraumer Zeit auch die Aufspaltung der deutschen Preiszone in eine Nord- und eine Südzone diskutiert, da Netzengpässe in Deutschland vornehmlich in Nord-Süd-Richtung auftreten. Eine derartige Aufspaltung hätte allerdings auch höhere Preise für Letztverbraucher in Süddeutschland zur Folge und dürfte daher auf Akzeptanzprobleme stoßen.

276. Auf Ebene der Netzentgelte wäre die Einführung eines erzeugerseitigen Netzentgelts denkbar (sog. G-Komponente). Aktuell werden die Netzentgelte ausschließlich von den Verbrauchern getragen (sog. L-Komponente)[352]. Kraftwerksbetreiber berücksichtigen bei der Wahl ihres Standorts bisher die damit gegebenenfalls einhergehenden Netzausbaukosten nicht. Hier setzt die G-Komponente für Stromerzeuger an. Sie würde Kraftwerksbetreibern in Regionen, in denen ein Zubau von Erzeugungsanlagen Netzengpässe und damit Netzausbaubedarf auslöst, ein höheres Netzentgelt auferlegen als Kraftwerksbetreibern in Regionen, in denen ein Zubau eher zu einer Entspannung der Netzsituation beiträgt. Eine G-Komponente internalisiert somit die externen Kosten der Standortwahl.

277. Die Monopolkommission hatte in ihrem letzten Sondergutachten die Einführung einer G-Komponente für konventionelle Anlagen geprüft, war allerdings zu dem Schluss gekommen, dass ihre Einführung nicht zu empfehlen ist, da auch diese Maßnahme den Netzausbaubedarf nur in begrenztem Umfang vermeiden könnte.[353] Geprüft wurde die Einführung einer leistungsbasierten G-Komponente, die in der Regel einmal jährlich auf Grundlage der installierten Kraftwerksleistung erhoben wird. Eine leistungsbasierte G-Komponente setzt zwar Investitions-, aber keine Produktionsanreize. So zeigte sich, dass eine leistungsbasierte G-Komponente zwar zu erhöhten Investitionen in Gaskraftwerke im Süden Deutschlands führen kann. Da die Produktionsentscheidung jedoch ausschließlich

---

[351] Engl. „generation“ = Erzeugung und „load“=Last. Es ist international üblich, Stromnetzentgelte in zwei Komponenten aufzuteilen. Einen Teil der Netzentgelte zahlen dabei die Stromerzeuger (G-Komponente) und den anderen Teil die Stromverbraucher (L-Komponente).

[352] Vgl. Fn. 351 in diesem Gutachten.

[353] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 305 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

auf Grundlage der Grenzkosten getroffen wird und Gaskraftwerke relativ hohe Grenzkosten aufweisen, produzieren die zusätzlichen Gaskraftwerke im Süden nur in Spitzenlastzeiten. Wegen dieser eher geringen Betriebszeiten konnten die zusätzlichen Investitionen in Gaskraftwerke im Süden den Netzausbaubedarf jedoch nicht entscheidend verringern. Eine arbeitsbasierte G-Komponente, die sich direkt auf die Grenzkosten niederschlagen würde, erschien ebenfalls nicht sinnvoll, da diese bei konventionellen Kraftwerken wiederum mit erheblichen Verzerrungen in Bezug auf die Kraftwerkssteuerung einherginge.[354]

278. Da gezeigt werden konnte, dass eine G-Komponente die Standortentscheidung von Erzeugern durchaus beeinflussen kann und der Netzausbau ohnehin maßgeblich durch den Ausbau erneuerbarer Energien bestimmt wird, hat die Monopolkommission im letzten Sondergutachten die Prüfung einer G-Komponente für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen (EE-Regionalkomponente) angeregt. Es wurde davon ausgegangen, dass bei einer Einführung einer G-Komponente für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien mit einer deutlich höheren Wirkung auf die Standortentscheidung der Anlagenbetreiber zu rechnen wäre. Die beschränkte Wirkung einer leistungsbasierten G-Komponente für konventionelle Anlagen war insbesondere auf fehlende Produktionsanreize zurückzuführen. Diese können bei konventionellen Anlagen auch nicht über eine arbeitsbasierte Ausgestaltung sinnvoll beeinflusst werden, da eine arbeitsbasierte G-Komponente wiederum mit Verzerrungen am Strommarkt einhergehen würde. Bei Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien würde eine arbeitsbasierte G-Komponente dagegen, ähnlich wie eine leistungsbasierte G-Komponente, lediglich Standortanreize für Investitionen generieren, da diese Anlagen ohnehin dargebotsabhängig einspeisen und Netzbetreiber den entsprechenden Strom gemäß § 11 Abs. 1 EEG vorrangig einspeisen müssen. Nachfolgend werden die Überlegungen zu einer EE-Regionalkomponente vertieft.

3.3.4.2 Regional differenzierte Förderung erneuerbarer Energien in Form einer zahlungswirksamen EE-Regionalkomponente

279. Die Monopolkommission empfiehlt die Einführung eines erzeugerseitigen Netzentgelts für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Regionalkomponente). Die EE-Regionalkomponente sollte so ausgestaltet werden, dass EE-Anlagenbetreiber unabhängig vom Ausschreibungssystem eine EE-Regionalkomponente an Netzbetreiber zu entrichten haben, wenn sie an ihrem geplanten Standort einen Netzausbaubedarf auslösen. Im Vergleich zur Einführung regionaler Ausschreibungen oder einer aufkommensneutralen Komponente hätte eine derartige Lösung diverse Vorteile. Dazu gehört, dass von ihr nicht nur eine Steuerungswirkung für Anlagenbetreiber in Bezug auf die Standortwahl ausgehen würde. Die EE-Regionalkomponente könnte darüber hinaus die Spreizung der Netzentgelte aufseiten der Stromverbraucher dämpfen. Schließlich könnte eine zahlungswirksame[355] EE-Regionalkomponente auch zu einer erhöhten Transparenz in Bezug auf die Kosten der Energiewende beitragen.

280. Grundsätzlich kämen zur Berücksichtigung von Netzengpässen über regionale Preissignale auch regionale Ausschreibungen beispielsweise für jedes Bundesland in Betracht. Bei der Durchführung regionaler Ausschreibungen können sich prinzipiell regional differenzierte anzulegende Werte einstellen.[356] Die Steuerung würde dabei über die Menge erfolgen, die je Bundesland ausgeschrieben würde. Diese müsste so gewählt werden, dass zwischen den besseren Ertragsmöglichkeiten in einem Bundesland und den damit verbundenen Transportkosten bzw. Dispatchkosten und den schlechteren Ertragsmöglichkeiten einschließlich der Einsparungen beim Dispatch bzw. beim Netzausbau bei einem Zubau in einem anderen Bundesland abgewogen wird. Würde der Zubau einer weiteren Anlage in einem Bundesland unter Berücksichtigung etwaiger Transportkosten genau denselben Nettoertrag

---

[354] Durch eine arbeitsbasierte G-Komponente fände eine Übersteuerung von Grundlastkraftwerken statt, da Grundlastkraftwerke häufiger laufen als Mittel- und Spitzenlastkraftwerke.

[355] Unter zahlungswirksam wird im Folgenden verstanden, dass eine Zahlung von EE-Anlagenbetreibern an betroffene Netzbetreiber stattfindet.

[356] Der anzulegende Wert ist der Betrag, auf den Teilnehmer der Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bieten. Die Differenz zwischen durchschnittlichem Marktpreis und dem anzulegenden Wert wird als sog. Marktprämie ausgezahlt; vgl. Tz. 181 und 188 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

erzielen wie in einem anderen Bundesland, wäre die effiziente Ausschreibungsmenge für die entsprechenden Bundesländer gefunden.

281. Würde die EE-Leistung wie bisher durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben, müsste die Abwägung zwischen Netzausbaukosten und Nettoertragsmöglichkeiten, ähnlich wie bei dem Verfahren zur Festlegung der Verteilernetzkomponenten, modellbasiert erfolgen und wäre mit den entsprechenden Nachteilen verbunden.[357] Bei den Übertragungsnetzbetreibern dürften detaillierte Informationen zu den Netzausbaukosten vorliegen, die der Zubau einer Anlage in einem Bundesland zur Folge hätte. In Bezug auf die unterschiedlichen Ertragsmöglichkeiten von EE-Anlagen an unterschiedlichen Standorten dürften allerdings auch hier Informationsasymmetrien vorliegen, die die Wahl der effizienten Ausschreibungsmenge erschweren könnten.

282. Zudem liefern regionale Ausschreibungen selbst bei Festlegung der optimalen regionalen Ausschreibungsmengen nur dann effiziente Ergebnisse, wenn davon ausgegangen werden kann, dass in den einzelnen Regionen jeweils eine ausreichend große Anzahl an Bietern an den Ausschreibungen teilnimmt. Eine geringe Anzahl an Bietern kann Gebots- bzw. Kapazitätszurückhaltung zur Folge haben und so zu produktiver Ineffizienz und höheren Förderkosten führen.[358] Um die Bieterbasis zu maximieren und somit das größtmögliche Maß an Wettbewerb herzustellen, sollte das Ausschreibungsgebiet so groß wie möglich gewählt werden. Vor diesem Hintergrund scheinen deutschlandweite Ausschreibungen sinnvoll.[359] Im Vergleich dazu ist bei Durchführung von bundeslandspezifischen Ausschreibungen davon auszugehen, dass sich die Bieterbasis verkleinert und somit die Marktkonzentration zunimmt. Daher wurde bereits im letzten Sondergutachten auf die Möglichkeit der Einführung einer Regionalkomponente für EE-Anlagen als gegebenenfalls effizientere Maßnahme verwiesen.[360]

283. Die Verteilernetzkomponente, welche im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie- und Solaranlagen zur Anwendung kommen soll, wird bei den gemeinsamen Ausschreibungen den Geboten aufgeschlagen, die sich auf Anlagen beziehen, die tendenziell in Netzengpassregionen gebaut werden sollen. Bei einem Zuschlag entspricht die Förderung jedoch ausschließlich dem jeweiligen Gebot.[361] Die Verteilernetzkomponente wird somit nicht von den Anlagenbetreibern an die Netzbetreiber gezahlt. Da die Verteilernetzkomponente keine Zahlungsströme auslöst, belastet sie auch die Zahler der EEG-Umlage nicht. Dieser Vorteil der Verteilernetzkomponente könnte bei einer EE-Regionalkomponente berücksichtigt werden, indem diese aufkommensneutral ausgestaltet würde. So könnten Anlagenbetreiber die EE-Regionalkomponente zwar tatsächlich an die Netzbetreiber zahlen, umgekehrt könnten allerdings auch positive Zahlungen von Netzbetreibern an Anlagenbetreiber erfolgen, wenn ihr Standort die Netze tendenziell entlastet. Die positiven und negativen Zahlungen könnten über ein nationales Umlagenkonto ausgeglichen werden. Damit würden, im Gegensatz zur Verteilernetzkomponente, zwar einzelne EE-Anlagenbetreiber be- bzw. entlastet, die EEG-Umlage bliebe dadurch jedoch ebenfalls unverändert.

284. Die Verteilernetzkomponente wird modellbasiert durch die Bundesnetzagentur ermittelt und in das Ausschreibungssystem für EE-Anlagen integriert. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass aufseiten der Netzbetreiber kein Aufwand für die Berechnung der Komponente anfällt und keine zusätzlichen Transaktionen notwendig sind. Allerdings dürfte die Ermittlung einer EE-Regionalkomponente, welche insbesondere Netzausbaukosten des Übertragungsnetzes internalisieren soll, mit relativ geringem Aufwand durch die vier Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen werden können. Die notwendigen Informationen zur Bestimmung von (vermiedenen) Netzausbaukosten dürften hier vorliegen.[362] Allein die Regulierung durch die Bundesnetzagentur wäre gegebenenfalls mit einem erhöhten Aufwand verbunden. Die Bundesnetzagentur steht einer Ausgestaltung eines technologiespezifischen Einspeiseentgeltsystems kritisch gegenüber. Zwar würden die absoluten Ausbaukosten im Rahmen des NEP-

---

[357] Vgl. Tz. 253 in diesem Gutachten.

[358] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 243.

[359] Vgl. ebenda, Tz. 233.

[360] Vgl. ebenda, Tz. 234.

[361] Vgl. Kapitel 3.3.2 in diesem Gutachten.

[362] In Bezug auf die Einführung einer G-Kompontente vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 348 f.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Prozesses zumindest in aggregierter Form bestimmt, jedoch sei die Ermittlung der Wirkungen des Anschlusses eines Kraftwerks auf den Netzausbaubedarf äußerst komplex.[363]

285. Gegen Einspeiseentgelte für Erzeuger in Deutschland wird auch angeführt, dass sie zu Nachteilen inländischer Versorger im europäischen Stromhandel führen können. Im Hinblick auf die Einführung einer EE-Regionalkomponente können diese Bedenken jedoch weitgehend ausgeräumt werden. So kommt es durch eine G-Komponente insbesondere dann zu Verzerrungen im europäischen Stromhandel, wenn diese arbeitsbasiert auf konventionelle Energieträger erhoben wird. EE-Anlagen speisen jedoch dargebotsabhängig und vorrangig ein und sind zudem nur in begrenztem Umfang von den Strompreisen abhängig. Daher kann davon ausgegangen werden, dass potenzielle EE-Anlagenbetreiber eine zahlungswirksame EE-Regionalkomponente zumindest teilweise in ihre Gebote im Rahmen der Ausschreibungen gemäß EEG 2017 einpreisen würden. Dies würde dazu führen, dass bereits im Rahmen des Fördermechanismus etwaige Netzausbaukosten internalisiert würden.[364] Zudem findet im Rahmen der Ausschreibungen erneuerbarer Energien aktuell nur in sehr begrenztem Umfang Wettbewerb mit dem Ausland statt.[365]

286. Für die Einführung einer zahlungswirksamen EE-Regionalkomponente spricht, dass sie das Auseinanderdriften der regionalen Netzentgelte, welche von den Stromverbrauchern gezahlt werden, dämpfen kann.[366] Diese Verteilungswirkung ist relevant, da das Auseinanderdriften der Netzentgelte zumindest zum Teil energiewendebedingt ist.[367] Die Kosten der Energiewende, welche durch die Förderung erneuerbarer Energien anfallen, werden als Aufschlag auf den Strompreis auf alle Stromverbraucher umgelegt (EEG-Umlage). Die Netzausbaukosten infolge der Energiewende werden bisher nicht vom Fördersystem erfasst und damit nicht über die EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher umgelegt. Vielmehr tragen Stromverbraucher in Gebieten, in denen vergleichsweise viele EE-Anlagen angeschlossen sind, diese Kosten allein. Dies führt, wie der Übertragungsnetzausbau, zu politischem Widerstand in den betroffenen Regionen. Eine EE-Regionalkomponente könnte dieses Problem zum einen dämpfen, weil EE-Anlagenbetreiber einen Anreiz erhielten, sich auch in ertragsschwächeren Regionen anzusiedeln. Zum anderen könnte sie auch zur Finanzierung von Netzausbau beitragen.

287. Durch die Einführung einer zahlungswirksamen EE-Regionalkomponente würden Netzbetreiber, an deren Netz besonders viele Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien angeschlossen sind, höhere Einnahmen generieren. Die Netzentgelte, welche von Verbrauchern gezahlt werden müssen, könnten in diesen Regionen folglich stärker sinken als in Regionen, in denen nur wenige EE-Anlagen angeschlossen sind.[368] Eine zahlungswirksame EE-Regionalkomponente könnte so zu einer Angleichung von Netzentgelten beitragen und dürfte, im Gegensatz zu einer Angleichung von Übertragungsnetzentgelten, eher Effizienzvorteile als Effizienznachteile mit sich bringen.

288. Diese Effizienzvorteile dürften sich ergeben, da mithilfe eines derartigen Instruments eine Abwägung zwischen den (Netto-)Ertragsmöglichkeiten von Erzeugungsanlagen an bestimmten Standorten und den mit diesen Standorten verbundenen Netzausbaukosten stattfinden kann. So würden beispielsweise die günstigen Windbedingungen und geringe Investitionskosten für Windenergieanlagen im Norden Deutschlands gegen die Netzausbau-

---

[363] Vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, a. a. O., S. 34 f.

[364] Zwar wäre daher mit einem Anstieg der EEG-Umlage zu rechnen, allerdings handelt es sich hier lediglich um eine Umverteilung zwischen Stromverbrauchern, die einen ähnlichen Umfang haben dürfte, wie er bei einer Angleichung von Netzentgelten zu erwarten wäre.

[365] Ab 2017 sollen fünf Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten geöffnet werden. Hierbei kann es jedoch aufgrund von Engpässen an den Außengrenzen und einem suboptimalen Zuschnitt von Preiszonen zu Problemen und Folgeeffekten kommen, vgl. Kapitel 2.1 in diesem Gutachten; BMWi, Eckpunktepapier, Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der Pilot-Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, 4. März 2016, Berlin, S. 2, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/oeffnung-eeg-eu-mitgliedstaaten.pdf?__blob=publicationFile&v=5, Abruf am 29. Juni 2017.

[366] Dieser Effekt wird von der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Wirkung von Einspeiseentgelten bestätigt; vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, a. a. O., S. 33.

[367] Vgl. ebenda, S. 33.

[368] Vgl. ebenda.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

kosten abgewogen werden, die notwendig sind, um diesen Windstrom in die Lastzentren im Süden oder Westen zu transportieren. Eine EE-Regionalkomponente kann diese Abwägung implementieren und damit gleichzeitig zu den aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimalen Standorten von EE-Anlagen und dem aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimalen Netzausbau führen.

289. Erzeugerseitige Netzentgelte werden in vielen europäischen Ländern erhoben. Dazu gehören unter anderem Österreich, Großbritannien und Norwegen.[369] Bei der Anwendung eines erzeugerseitigen Entgelts für EE-Anlagen könnte sich Deutschland an diesen Beispielen orientieren.[370] Da eine EE-Regionalkomponente nicht von der Regulierung ausgenommen werden dürfte, entstünden bei ihrer Einführung voraussichtlich zusätzliche Regulierungskosten. So müsste die Höhe und regionale Differenzierung der EE-Regionalkomponenten regelmäßig an den aktuellen Stand des Zubaus von EE-Anlagen sowie den Fortschritt beim Netzausbau angepasst werden. Umgekehrt müsste bei der regelmäßigen Anpassung des Netzentwicklungsplans die steuernde Wirkung einer EE-Regionalkomponente und die sich damit verändernde Erzeugungsstruktur berücksichtigt werden. Diese zusätzlichen Regulierungskosten stehen den Effizienzvorteilen gegenüber.

3.3.4.3 Simulation des Stromversorgungssystems in Deutschland

290. Um die Effizienz einer zahlungswirksamen EE-Regionalkomponente zu überprüfen, haben Grimm u. a. (2017) im Auftrag der Monopolkommission untersucht, inwiefern eine regional differenzierte Förderung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien Anreize für EE-Anlagenbetreiber setzen kann, sich an systemoptimalen Standorten anzusiedeln. Das Gutachten simuliert quantitativ die Effekte einer regional differenzierten EE-Vergütung auf Grundlage eines Modells des deutschen Strommarktes bis zum Jahr 2035.[371]

291. Das Modell bildet das deutsche Stromsystem stilisiert in Form einer Netzstruktur mit Knoten und Kanten ab. Es gibt 28 Knoten (ein Knoten je Bundesland sowie zwölf Auslandsknoten), an denen jeweils Erzeuger und Verbraucher angesiedelt sind und auch neue Erzeuger zugebaut werden können. Diese Knoten sind über Kanten miteinander verbunden, welche das Übertragungsnetz darstellen. Dabei handelt es sich zum einen um das Bestandsnetz (welches durch die schwarzen Kanten abgebildet wird), zum anderen wurde an ausgewählten Stellen ein Zubau von Leitungen zugelassen (dargestellt durch die gestrichelten Kanten). Die entsprechenden Stellen orientieren sich an den 15 Leitungskandidaten aus dem Netzentwicklungsplan.[372]

292. In diesem Modell wurden insbesondere die Wirkungen unterschiedlicher Vergütungsregime auf die Ansiedelung von EE-Anlagen untersucht. Tabelle 3.3 zeigt einen Auszug der betrachteten Szenarien und Ausprägungen in Bezug auf die angenommenen Vergütungsregime und der damit verbundenen Ansiedelung von EE-Anlagen. Um die Wirkungen unterschiedlicher Vergütungsregime auf die Standortwahl von EE-Anlagen beurteilen zu können, wurden einerseits Szenarien untersucht, die im Wesentlichen die aktuellen Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt abbilden (Marktgleichgewicht). Diese wurden jeweils Szenarien gegenübergestellt, in denen ein Nodalpreissystem angenommen wurde, da dieses System die größtmöglichen Effizienzgewinne aufzeigen kann (Nodal Pricing).[373] Unter diesen Annahmen über die Funktionsweise des Strommarktes wurden unterschiedliche Ausprägungen in Bezug auf die Standorte von EE-Anlagen untersucht. Bei der Ausprägung „Netzentwicklungsplan“ wird dieselbe Allokation von EE-Anlagen angenommen, wie sie dem Netzentwicklungsplan (Szenario B 2035) zugrunde

---

[369] Für einen Überblick über den sog. G/L-Split vgl. ENTSO-E, Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017, https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/ENTSO-E_Transmission%20Tariffs%20Overview_Synthesis2017_Final.pdf, Abruf am 21. August 2017.

[370] Vgl. beispielsweise zu einer konkreten Berechnungsmethode in Anlehnung an die Berechnung der G-Komponente in Großbritannien Grimm, V. u. a., Regionale Preiskomponenten im Strommarkt, Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Juni 2015, S. 16 und 29 f.

[371] Vgl. Grimm, V. u. a., Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Juni 2017.

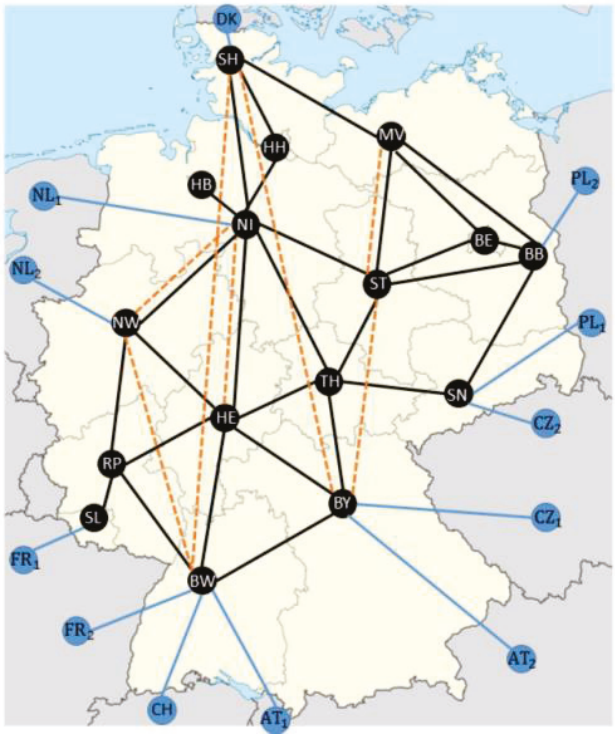
[372] Hier wurden die Kandidaten des NEP 2014 zugrunde gelegt, da dort auch Kandidaten vorgeschlagen werden, die erst im Szenario B 2034 gebaut werden; vgl. ebenda, S. 16.

[373] Vgl. hierzu Tz. 273 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

liegt (Status Quo). Bei der Ausprägung „Einheitliche Vergütung“ entspricht die Erzeugung für jede Technologie derjenigen im Netzentwicklungsplan, die Vergütung ist jedoch deutschlandweit einheitlich (für jede Technologie) und bringt andere Standorte mit sich als diejenigen im Status Quo. Bei der Ausprägung „Differenzierte Vergütung“ wird die aus Perspektive des Gesamtsystems optimale Allokation von EE-Anlagen über eine differenzierte Vergütung implementiert.

Abbildung 3.8: Netzknoten in der Simulation von Grimm u. a. (2017)



Quelle: Grimm, V. u. a., Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, a. a. O., S. 9

Tabelle 3.3: Ausgewählte Szenarien und Ausprägungen in Bezug auf die Standorte von EE-Anlagen

Standorte von EE-Anlagen	Marktgleichgewicht	Nodal Pricing
Netzentwicklungsplan	Status Quo	
Bei einheitlicher Vergütung		
Bei differenzierter Vergütung		First-best

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Grimm, V. u. a., Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, a. a. O.

293. Ausgangspunkt für die Analyse einer EE-Regionalkomponente ist die Frage der Koordination von Netzausbau und der Standortwahl von EE-Anlagen. Aktuell wird im NEP-Prozess nach dem Prinzip „Netz folgt Last“ vorgegangen.[374] Dabei werden Erzeugung und Last als gegeben angenommen. Die Szenarien des Netzentwicklungsplans folgen grundsätzlich den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen und/oder energiepolitischen Zielen.[375] So wird aufbauend auf dem aktuellen Anlagenbestand, Flächenausweisung und Ausschreibungsverfahren, den Zielen

[374] Vgl. Peter, F./Grimm, V./Zöttl, G., Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, Oktober 2016, S. 16.

[375] Vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf – Zahlen, Daten, Fakten, a. a. O., S. 26.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

der Bundesländer sowie Anträgen bei den Verteilernetzbetreibern auf die zu erwartende regionale Verteilung des Zubaus geschlossen.[376] Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die regionalen Schwerpunkte von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie grundsätzlich bestehen bleiben.

294. Die Netzinfrastruktur wird in Antizipation der erwarteten Erzeugung auf der einen und der erwarteten Last auf der anderen Seite so ausgelegt, dass es möglichst nicht zu Netzengpässen kommt. Die Möglichkeit, die Standorte von Anlagen zur Erzeugung von Strom (aus erneuerbaren Energiequellen) zu beeinflussen, bleibt unberücksichtigt. Somit wird weder im Rahmen der Netzplanung auf Seiten der Netzbetreiber noch im Rahmen der Investitionsentscheidung aufseiten der Anlagenbetreiber berücksichtigt, welche Kosten die Wahl eines Standorts durch eine EE-Anlage aufseiten des Netzes nach sich zieht. Vielmehr treffen EE-Anlagenbetreiber ihre Standortentscheidung auf Grundlage von standortspezifischen Kosten und den dortigen Ertragsmöglichkeiten. Das Netz wird, dieser Erzeugungsstruktur folgend, so ausgelegt, dass es möglichst nicht zu Engpässen kommt.

295. Dieses Vorgehen hat einen erheblichen Netzausbaubedarf zur Folge, da sich EE-Anlangenbetreiber vornehmlich an dargebotsabhängig ertragreichen Standorten angesiedelt haben und dieser Strom in die Lastzentren transportiert werden muss.[377] Die Modellrechnungen im Auftrag der Monopolkommission schätzen den notwendigen Netzausbaubedarf auf 15 Leitungen. Die Maßnahmen des EEG 2017, die auf eine Steuerung der Standortentscheidung insbesondere von Windenergieanlagen abzielen, wie das Referenzertragsmodell oder das Netzausbaugebiet, sind in den Szenarien des Netzentwicklungsplans bereits implizit berücksichtigt.[378]

296. Soll betrachtet werden, wie sich diese Maßnahmen auf den Netzausbaubedarf auswirken, kann die im Netzentwicklungsplan angenommene regionale Verteilung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien mit derjenigen verglichen werden, die sich in Abwesenheit zusätzlicher Steuerungsmechanismen, d. h., bei einer deutschlandweit technologiespezifisch einheitlichen Förderung dieser Anlagen ergeben würde.[379] In diesem Fall würden ausschließlich die ertragstärksten Standorte erschlossen, was im Modell zu einem stärkeren Zubau von Solaranlagen im Südosten und einem stärkeren Zubau von Windenergieanlagen im Nordwesten führt. Das Übertragungsnetz müsste laut der Modellrechnung im selben Umfang ausgebaut werden wie im Szenario, welches dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegt (15 Leitungen). Aus diesem Ergebnis lässt sich schließen, dass von den Maßnahmen, die aktuell den Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien steuern, keine eine signifikante Reduktion des Netzausbaus erwarten lässt. Beachtenswert ist darüber hinaus, dass sich aufgrund der vergleichsweise ungünstigen Ansiedelung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ein Wohlfahrtsverlust ergibt, welcher durch eine Ansiedelung an den ertragstärksten Standorten vermieden werden könnte.[380]

3.3.4.4 Die Förderung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im Modell

297. Im Modell wird davon ausgegangen, dass sich sowohl die Standortentscheidung als auch die Erzeugung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien nicht an Preissignalen ausrichten, da davon auszugehen ist, dass die erzielbaren Preise nicht ausreichen, um die Installation der Erzeugungskapazitäten vollständig zu refinanzieren. Vielmehr müssen diese Anlagen eine Förderung in Höhe der Differenz aus Investitionskosten und den erzielbaren Strompreisen über die gesamte Nutzungsdauer erhalten. Daher wird für den Zubau von diesen Anlagen ange-

---

[376] Vgl. dazu ausführlich Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien, 2016, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161018_NEP2030_Regionalisierung_EE_FfE.pdf, Abruf am 27. Juni 2017.

[377] Vgl. Tz. 217 in diesem Gutachten.

[378] In Bezug auf das Netzausbaugebiet, welches die Bundesnetzagentur auf Grundlage der Netzausbaugebietsverordnung festgelegt hat, wird jedoch festgestellt, dass diese temporäre Maßnahme für die Dimensionierung des langfristigen Netzausbaus nicht relevant sei, da davon ausgegangen wird, dass es nur für eine Übergangszeit eingerichtet wird und es somit im Anschluss zu Nachholeffekten kommen wird; vgl. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf – Zahlen, Daten, Fakten, a. a. O., S. 35.

[379] Zur Vergleichbarkeit wurde die Jahreserzeugung für jede EE-Technologie gegenüber der vom Netzentwicklungsplan prognostizierten konstant gehalten.

[380] Grimm, V. u. a. (2017) beziffern diesen Wohlfahrtsverlust auf EUR 523,5 Mio.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

nommen, dass dieser gestaffelt nach fünf Qualitätsklassen zunächst dort stattfinden würde, wo die höchsten Erträge erzielt werden können. Sukzessive würde dann auch in ertragsschwächeren Regionen zugebaut. Im Modell wird die Einspeisung dieser Anlagen über regionale Wind- und Sonnenprofile bestimmt und von der Nachfrage abgezogen.[381]

298. In Bezug auf das Fördersystem für erneuerbare Energien wurden etwaige Möglichkeiten, Marktmacht auszuüben sowie eine explizite Betrachtung der Ausschreibungen gemäß EEG 2017 nicht berücksichtigt. Vielmehr wurde betrachtet, welche Beträge Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien erhalten müssten, damit ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen an den entsprechenden Standorten möglich ist. Auch am Standort mit den niedrigsten Erträgen muss die Vergütung einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage ermöglichen. Die Gutachter schicken voraus, dass eine bundesweit einheitliche Förderung, die dies ermöglicht, eine umfangreiche Umverteilung von Renten von Zahlern der EEG-Umlage zu Betreibern von Anlagen an besonders ertragreichen Standorten implizieren kann.[382]

299. Das Problem der Umverteilung von Renten von Zahlern der EEG-Umlage zu Anlagenbetreibern an besonders ertragreichen Standorten soll im aktuellen System zum einen durch das Referenzertragsmodell und zum anderen durch die Wahl des Gebotspreisverfahrens behoben werden.[383] Das Gebotspreisverfahren, bei dem Bieter bei einem Zuschlag eine Förderung in Höhe ihres Gebots erhalten, muss jedoch nicht zwangsläufig zu niedrigen Förderkosten führen.[384] Das Referenzertragsmodell kann nicht nur unerwünschte Anreize mit sich bringen, es ist darüber hinaus nicht zielgenau, um eine netzdienliche Ansiedelung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sicher zu stellen.[385] Beide Instrumente stellen somit keine optimale Lösung für Umverteilungsprobleme da.

300. Das im Auftrag der Monopolkommission erstellte Gutachten zeigt jedoch, dass ein deutschlandweit einheitlicher Fördersatz in Abwesenheit flankierender Maßnahmen zu weit umfangreicherem Zubau führen würde als im Netzentwicklungsplan vorgesehen. Um den Zubau regional zu steuern, müssten daher zusätzliche Mechanismen eingeführt werden, wenn die Standorte des Netzentwicklungsplans realisiert werden sollen. Die Gesamtmenge an Leistung, die eine Förderung erhält, wird in Deutschland zwar über das Ausschreibungssystem begrenzt, die Gutachter prognostizieren in Abwesenheit zusätzlicher Steuerungsmechanismen bei einer einheitlichen Förderung jedoch die Erschließung von Standorten, die von denjenigen abweichen, welche im Netzentwicklungsplan angenommen werden. Dies macht die Notwendigkeit deutlich, einen Mechanismus einzuführen, der die Standortwahl von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien effizient steuern kann.

3.3.4.5 Mithilfe einer EE-Regionalkomponente zu optimalen Standorten

301. Das gesamtwirtschaftliche Optimum lässt sich im Modell mithilfe eines hypothetischen Nodalpreissystems darstellen. In diesem First-Best-Szenario wird für jedes Bundesland von einem unabhängigen Betreiber ein eigenständiger Preis ermittelt. Dieser Preis berücksichtigt neben Informationen zu Angebot und Nachfrage auch mögliche Netzengpässe. Kraftwerksfahrpläne und Erzeugungsstandorte richten sich daher auf Grundlage der Knappheitssignale aus, die mit den Preisdifferenzen verbundenen sind. Netzausbau findet nur dort statt, wo dies aus wohlfahrtsökonomischer Sicht sinnvoll ist.

302. Im gesamtwirtschaftlichen Optimum sind die Preisdifferenzen in den Bundesländern gerade so groß, dass sich ein weiterer Netzausbau nicht lohnen würde. Diese Preisdifferenzen stellen sich gerade bei einer bestimmten regionalen Verteilung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ein. Diese regionale Verteilung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, ist diejenige Verteilung, die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimal

---

[381] Netzengpässe, die von einem Zubau einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie ausgehen, schlagen sich in einem Nodalpreissystem somit direkt in den Knotenpreisen nieder.

[382] Vgl. ebenda, S. 41.

[383] Würde das Gebotspreisverfahren zu geringeren Förderkosten führen, würden die Zahler der EEG-Umlage entlastet.

[384] Vgl. dazu ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 243.

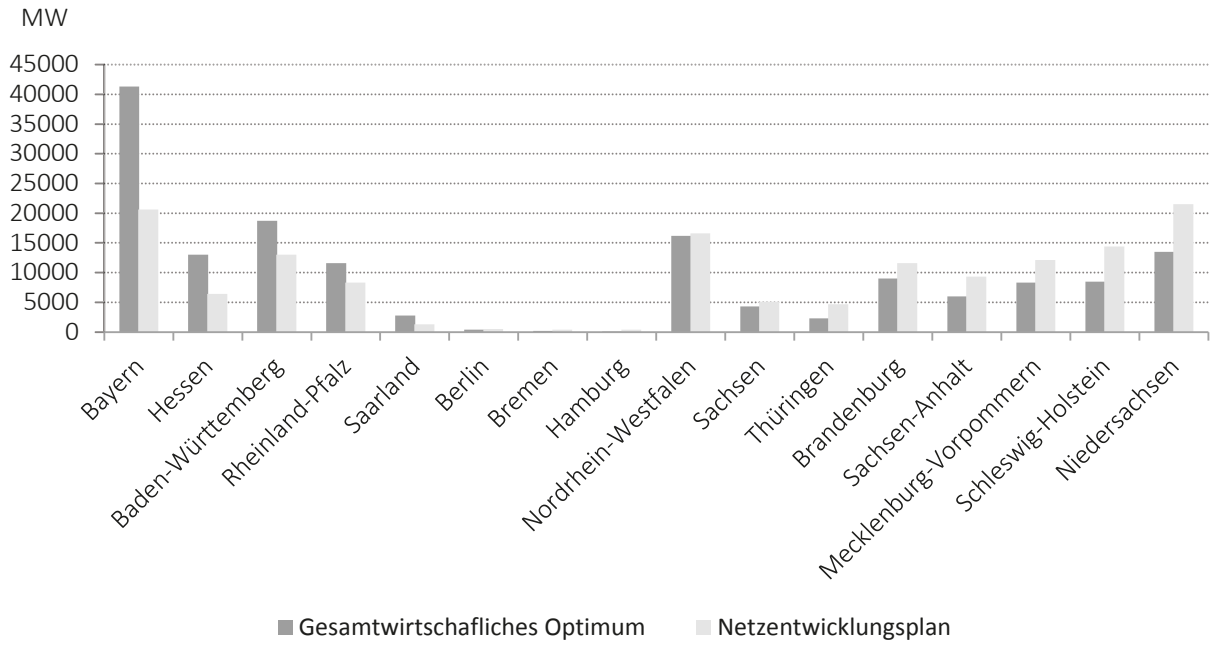
[385] Vgl. Tz. 232 ff. in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

ist, da auch der Netzausbau in Antizipation der Knotenpreise genau dort stattfindet, wo er günstiger ist, als Preisunterschiede zwischen Bundesländern in Kauf zu nehmen.

303. Es zeigt sich, dass die gesamtwirtschaftlich optimale regionale Verteilung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien erheblich von derjenigen abweicht, von der im Netzentwicklungsplan ausgegangen wird.[386] Wie Abbildung 3.9 zeigt, übersteigt beispielsweise die Leistung, die in Bayern installiert werden sollte, deutlich diejenige, die vom Netzentwicklungsplan antizipiert wird. Auch auf Hessen, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz trifft dies zu. Dagegen sollte aus gesamtwirtschaftlicher Sicht deutlich weniger Leistung in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern installiert werden, als im Netzentwicklungsplan vorgesehen.

Abbildung 3.9: Installierte Leistung von Solar- und Windenergieanlagen im Jahr 2035



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Grimm, V. u. a., Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, a. a. O., S. 37

304. Im Vergleich zu den Standorten, die der Netzentwicklungsplan zugrunde legt, werden Solar- und Windenergieanlagen in einem optimierten Energiesystem eher in Regionen angesiedelt, in denen ein hoher Verbrauch zu erwarten ist. Wie Abbildung 3.10 zeigt, sinkt insbesondere in Bayern, Hessen, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz, den Bundesländern, in denen aus Systemperspektive mehr Leistung zugebaut werden sollte als momentan vorgesehen, auch die Differenz zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen signifikant gegenüber dem Szenario, welches im Netzentwicklungsplan angenommen wird. Umgekehrt sollte sich in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ebenfalls dem relativ geringen Verbrauch in diesen Bundesländern anpassen, indem dort weniger Leistung zugebaut wird, als im Netzentwicklungsplan vorgesehen ist.

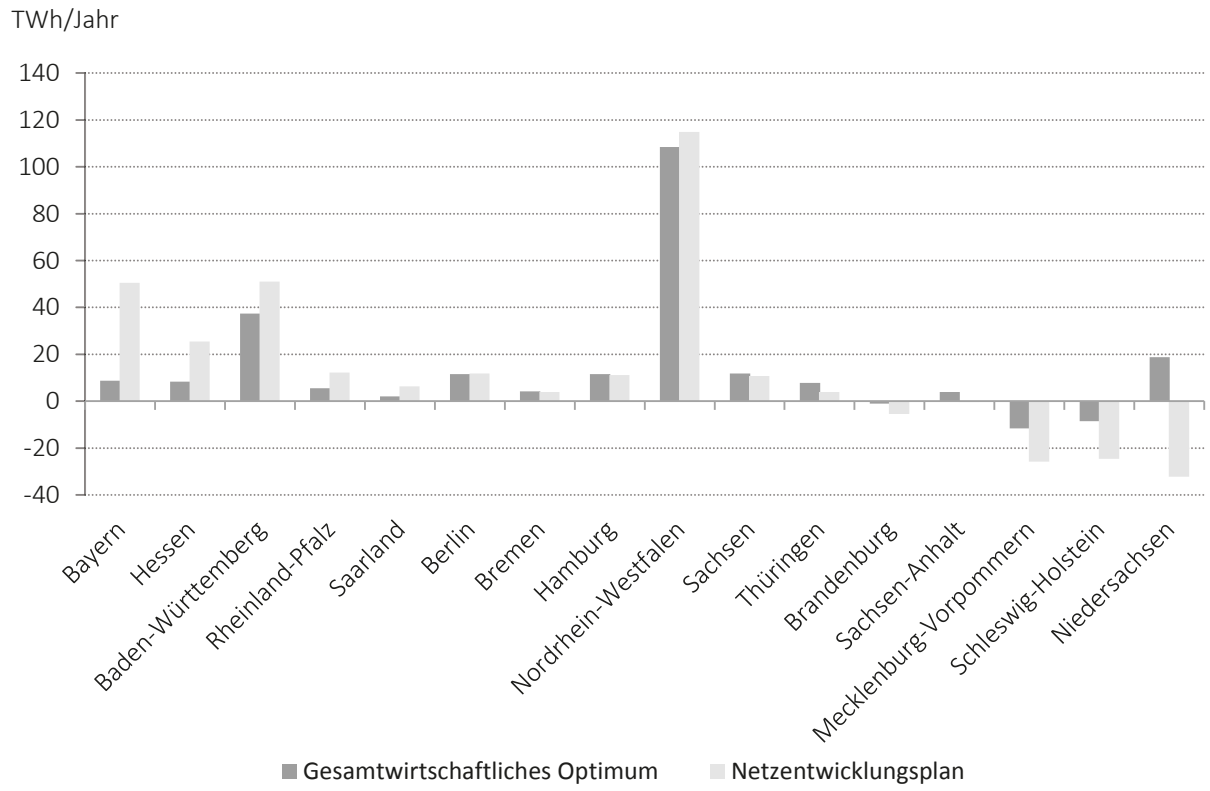
305. Im Vergleich zu einer einheitlichen Förderung von EE-Anlagen, welche gegenüber dem aktuellen Instrumentenmix aus Referenzertragsmodell, Netzausbaugebiet und weiteren Vorgaben bereits mit Wohlfahrtsgewinnen verbunden wäre, könnte eine regional differenzierte Förderung weitere Wohlfahrtsgewinne erzielen. Eine regional differenzierte Förderung, die für Windenergieanlagen an Land in Bremen, Schleswig-Holstein und Niedersachsen niedriger und gleichzeitig in Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Bayern höher ausfällt, führt laut Gutachten zu einer

[386] Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurde die Menge an Strom, welcher aus erneuerbaren Energiequellen stammt, konstant gehalten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

wohlfahrtsoptimalen Verteilung dieser Anlagen.[387] Am Beispiel Bayerns wird deutlich, dass eine regional differenzierte Förderung einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen an weniger ertragreichen, aber lastnahen Standorten im Süden ermöglichen und gleichzeitig einen zu starken Ausbau an ertragreichen, aber lastfernen Standorten im Norden, beispielsweise in Schleswig-Holstein, vermeiden kann. Die optimalen Vergütungssätze liegen zwischen etwa 40 EUR/MWh in Bremen und Schleswig-Holstein und etwa 50 EUR/MWh in Bayern. Ähnliches gilt für Solaranlagen, wo die Förderung insbesondere in Sachsen, Brandenburg und Schleswig-Holstein deutlich niedriger ausfallen sollte als in Bremen, Hamburg und Berlin. Die optimalen Vergütungssätze sollten hier zwischen etwa 60 EUR/MWh in Sachsen und über 75 EUR/MWh in Hamburg und Bremen liegen.

Abbildung 3.10: Differenz zwischen Verbrauch und Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Grimm, V. u. a., Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, a. a. O., S. 35

306. Eine regional differenzierte Förderung, die Anreize für die Wahl der wohlfahrtsoptimalen Standorte der Anlagen setzt, führt allerdings zu einer leicht erhöhten Umverteilung von Zahlern der EEG-Umlage zu Anlagenbetreibern. Während im Szenario, das zu der vom Netzentwicklungsplan angenommenen Ansiedelung von EE-Anlagen führt, Renten in Höhe von EUR 0,60 Mrd. umverteilt werden, entstehen bei einer regional differenzierten Vergütung, welche die optimalen Standorte für EE-Anlagen implementiert, Renten in Höhe von EUR 0,65 Mrd. pro Jahr.

307. In einem Nodalpreissystem, d. h. im First-best-Szenario, lässt sich der Netzausbau durch die optimale Ansiedelung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien vollständig vermeiden. Dieses Ergebnis deutet darauf hin, dass eine Abwägung zwischen einer verbrauchsnahen, ertragsarmen Ansiedelung und einer ertragreichen Ansiedelung mit Leitungsausbau eher zugunsten einer verbrauchsnahen Ansiedelung ausfallen sollte. Daher wurde die Wirkung der systemoptimalen Standorte unter aktuellen Rahmenbedingungen betrachtet. Die aktuellen Rahmenbedingungen zeichnen sich dabei insbesondere durch einen einheitlichen Stromgroßhandelspreis in

[387] Im Modell werden regional differenzierte Fördersätze auf Ebene der Bundesländer untersucht. Tatsächlich müsste sich eine regional differenzierte Förderung nicht an den Bundeslandgrenzen orientieren.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Deutschland sowie durch kostenbasiertes Redispatch aus.[388] Die Modellrechnungen zeigen, dass ein Zubau der Anlagen an den systemoptimalen Standorten auch unter aktuellen Rahmenbedingungen zu einem deutlichen Rückgang des notwendigen Netzausbaus von 15 auf lediglich 7 Leitungen führt. Den damit einhergehenden Wohlfahrtsgewinn beziffert das Gutachten auf EUR 2,7 Mrd. pro Jahr. In Bezug auf die Kosten des Gesamtsystems handelt es sich hierbei um ein erhebliches Einsparpotenzial von etwa 9,4 Prozent. Das hohe Einsparpotenzial verdeutlicht die Bedeutung einer regional differenzierten und zielgerichteten Strategie zur Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen. Tabelle 3.4 zeigt die wichtigsten Ergebnisse im Überblick.

Tabelle 3.4: Modellergebnisse unterschiedlicher Szenarien

Marktgleichgewicht mit unterschiedlichen Standorten von EE-Anlagen	Netzausbaubedarf (Anzahl der Leitungen)	Wohlfahrt gegenüber Status Quo (in EUR Mio.)	Börsenpreis (in EUR/MWh)	Netzentgelt (in EUR/MWh)	EE-Investitionsumlage (in EUR/MWh)
Netzentwicklungsplan	15	0	45,93	11,77	11,54
Bei einheitlicher Vergütung	15	523,5	45,77	11,39	11,27
Bei differenzierter Vergütung	7	2.667,6	42,05	7,97	14,26

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Grimm et al. (2017), Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, a. a. O.

308. Durch eine Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen könnten die staatlich induzierten Preisbestandteile, d. h. die Summe aus EEG-Umlage und Netzentgelten, sinken. Zwar würde eine effiziente Steuerung, die die aus Perspektive des Gesamtsystems optimalen Standorte für EE-Anlagen implementiert, im aktuellen System voraussichtlich eine Erhöhung der EEG-Umlage hervorrufen. Gleichzeitig käme es aber aufgrund einer Verringerung des Netzausbaubedarfs zu geringeren Netzentgelten. Insgesamt könnte daher den Modellrechnungen zufolge die Summe aus Netzentgelten und EEG-Umlage, welche Stromverbraucher zu zahlen hätten, verringert werden.[389]

309. Zudem prognostizieren die Gutachter für das Szenario, in dem die systemoptimalen Standorte von EE-Anlagen gewählt werden, auch einen niedrigeren durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis. Die veränderte Ansiedelung von EE-Anlagen würde die verbleibende Nachfrage für konventionelle Kraftwerke offenbar derart verändern, dass der Betrieb von Gaskraftwerken weniger profitabel würde. Daher würden im Vergleich zum Szenario des Netzentwicklungsplans mehr Gaskraftwerke und weniger Kohlekraftwerke stillgelegt.[390] Kohlekraftwerke haben geringere Grenzkosten als Gaskraftwerke und sind daher auch bei niedrigeren Preisen profitabel.

310. Durch den größeren Anteil von Kohlestrom in einem Energiesystem, in dem sich EE-Anlagen optimal ansiedeln, käme es zu einem höheren CO_2-Ausstoß als in dem Ansiedelungsszenario des Netzentwicklungsplans. Dieser Effekt wird abgeschwächt, wenn der im Netzentwicklungsplan unterstellte Technologiemix beibehalten wird. Windkraftanlagen wirken sich aufgrund ihres Einspeiseprofils in Bezug auf den Betrieb von Gaskraftwerken negativ

---

[388] Zudem wird hier zunächst davon ausgegangen, dass Redispatchmaßnahmen als Möglichkeit des Engpassmanagements bei der Entscheidung über den Netzausbau nicht berücksichtigt werden. Zudem werden Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien auch bei negativen Stromgroßhandelspreisen nicht abgeregelt.

[389] Das Netzentgelt deckt hier in seiner Summe die Kosten des Netzzubaus und etwaigen Redispatchmaßnahmen. Die EEG-Umlage deckt insgesamt den Betrag den den EE-Anlagenbetreibern für einen wirtschaftlichen Betrieb über den Börsenpreis hinaus gezahlt werden müsste. Beide Gesamtbeträge werden im Modell auf alle Verbraucher umgelegt; vgl. Grimm, V. u. a., Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, a. a. O., S. 30.

[390] Vgl. ebenda, S. 34.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

aus. Ein Technologiemix, der im Vergleich zum Systemoptimum weniger Windenergieanlagen enthält, könnte sich daher günstig für eine im Vergleich zur Kohleverstromung weniger CO_2-intensive Gasverstromung auswirken.[391]

311. Eine Verdrängung von EE-Erzeugung findet jedoch in keinem Fall statt. In dem Szenario der optimalen Ansiedelung von EE-Anlagen bleibt die gesamte Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Szenario der Ansiedelung, welche der Netzentwicklungsplan unterstellt, konstant. Somit wäre es durch eine zielgenaue Steuerung des Zubaus von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien möglich, die Ziele des EEG 2017 zu erreichen und gleichzeitig die Kosten der Energiewende zu senken.

312. Allerdings weicht der wohlfahrtsoptimale Technologiemix deutlich von demjenigen ab, der vom Netzentwicklungsplan unterstellt wird. Zwar wird in beiden Szenarien eine ähnliche Gesamtleistung in Höhe von 156,1 GW (Netzentwicklungsplan) bzw. 156,7 GW (Wohlfahrtsoptimum) installiert, jedoch verschiebt sich ein Großteil der installierten Leistung von Solaranlagen und Windenergieanlagen auf See in Richtung von Windenergieanlagen an Land. Das Verhältnis von Solar- zu Windenergieanlagen an Land verschiebt sich von 1,3 auf unter 0,6. Insbesondere in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen sollte ein großer Teil des Zubaus durch Windenergieanlagen an Land statt durch Solaranlagen stattfinden. Die Modellergebnisse legen zudem eine starke Begrenzung des Ausbaus von Windenergieanlagen auf See nahe. Insbesondere in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern sollten Windenergieanlagen auf See teilweise durch Windenergieanlagen an Land ersetzt werden.

313. Die Analyse eines zusätzlichen Szenarios, in dem nicht nur die Gesamterzeugung aus EE-Anlagen gegenüber derjenigen des Netzentwicklungsplans konstant gehalten wird, sondern auch die Erzeugung der einzelnen Technologien, zeigt, dass ein nicht unwesentlicher Anteil des Wohlfahrtsgewinns im Szenario mit optimaler Ansiedelung von EE-Anlagen auf diese Veränderung des Technologiemixes zurückzuführen ist. Aufgrund des geringeren Anteils an Windenergie kommt es hier zwar zu einem geringeren CO_2-Ausstoß, weil mehr Kohlekraftwerke stillgelegt werden, gleichzeitig steigt der notwendige Netzausbau allerdings auf 12 Leitungen an. Dennoch würde die optimale Ansiedlung von EE-Anlagen selbst in diesem Szenario noch einen Wohlfahrtsgewinn von EUR 954,5 Mio. pro Jahr generieren.

3.3.4.6 Fazit

314. Eine Maßnahme, die Anreize für potenzielle EE-Anlagenbetreiber setzt, sich an verbrauchsnahen Standorten anzusiedeln, würde der vorangegangenen Analyse zufolge den notwendigen Netzausbau in etwa halbieren und damit substanzielle Wohlfahrtsgewinne generieren. Die Steuerung der Standortwahl, die der aktuelle Rechtsrahmen und die politischen Ziele vorgeben, führt dagegen nicht zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs und erzeugt darüber hinaus Ineffizienzen, die den Modellrechnungen zufolge sogar zu einem Wohlfahrtsverlust führt.

315. Daher sollte anstelle des beschriebenen Instrumentenmixes aus Steuerungsmechanismen innerhalb des Ausschreibungssystems sowie der Angleichung von Netzentgelten zur Lösung von Verteilungsproblemen eine regional differenzierte Förderung für Anlagen erneuerbarer Energien angestrebt werden. Diese sollte in Form eines erzeugerseitigen Netzentgelts für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Regionalkomponente) ausgestaltet werden. Dazu könnte innerhalb des Ausschreibungssystems ein Wettbewerb um eine einheitliche Förderung stattfinden. Eine EE-Regionalkomponente, welche EE-Anlagenbetreiber je nach Standort an Netzbetreiber entrichten, würde dann zu einer regional differenzierten (Netto-)Förderung führen. Die EE-Regionalkomponente würde somit etwaige Wettbewerbsprobleme im Rahmen des Ausschreibungssystems vermeiden und dennoch den Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien effizient steuern. Darüber hinaus könnte sie auch die Spreizung der Netzentgelte aufseiten der Stromverbraucher dämpfen und insofern zu einer erhöhten Transparenz in Bezug auf die Kosten der Energiewende beitragen. Die Monopolkommission empfiehlt daher die Einführung einer zahlungswirksamen EE-Regionalkomponente.[392]

---

[391] Vgl. ebenda.

[392] Prinzipiell könnte eine zahlungswirksame EE-Regionalkomponente auch etwaige Kosten des Verteilernetzausbaus berücksichtigen; vgl. Tz. 252 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Kapitel 4

Ausschreibung und Entgeltregulierung der Energieversorgungsnetze

316. Im Rahmen der Wertschöpfungskette der Versorgung mit Strom und Gas nehmen die Energieversorgungsnetze wettbewerbspolitisch eine besondere Stellung ein. Ursächlich dafür ist, dass der Netzbetrieb aus ökonomischer Sicht die Eigenschaften eines natürlichen Monopols aufweist. Zwar existiert in Deutschland eine Vielzahl von Strom- und Gasnetzbetreibern. In der Regel steht der Netzbetrieb dieser Versorger jedoch nicht in einer Substitutionsbeziehung zueinander. Vielmehr stellt die Monopolstellung auf den Netzebenen und in einzelnen Regionen ein zentrales Problem für die wettbewerbliche Organisation von Energiemärkten dar.

317. Die ökonomische Theorie sieht verschiedene wirtschaftspolitische Handlungsoptionen vor, um mit diesem Problem umzugehen. Bereits mit der Liberalisierung des Energiesektors in den 1990er Jahren hat der Gesetzgeber für die Energieversorgungsnetze eine sektorspezifische Regulierung vorgesehen, die seither von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden umgesetzt wird. Das Ziel der im engeren Sinne als Regulierung bezeichneten Regeln zur organisatorischen Trennung zwischen Netzbetrieb und Erzeugung sowie zur Regulierung des Netzzugangs und der Entgelte der Netzbetreiber ist es, das Verhalten der Netzbetreiber trotz ihrer Monopolstellung so zu steuern, dass es einem hypothetischen Verhalten unter wirksamen Wettbewerb nahe kommt (sog. „Als-ob-Wettbewerb“). Einen Schwerpunkt der Regulierung bildet die Höhe der Entgelte für den Netzzugang. Für die meisten Energieversorgungsnetze gilt hier seit 2009 die sog. Anreizregulierung, die in Abschnitt 4.2 untersucht wird.

318. Im Fall der lokalen Netzbetreiber (Gas- und Stromverteilernetzbetreiber) hat sich der Gesetzgeber entschieden, mit der Ausschreibung des Netzbetriebs ein zusätzliches wettbewerbspolitisches Instrument einzusetzen. Ansatzpunkt ist das Wegenutzungsrecht für lokale Energieversorgungsnetze (Netzkonzession). Dieses ist regelmäßig auszuschreiben, sodass ein Wechsel des Netzbetreibers jeweils nach Ablauf der Konzessionsdauer möglich ist. Zwischen der Ausschreibung der Netzkonzessionen und der Anreizregulierung bestehen Wechselwirkungen, die in der Analyse der Konzessionsvergabe in Abschnitt 4.1 näher untersucht werden.

4.1 Konzessionsvergabe durch Ausschreibungen

319. Der Betrieb von Strom- und Gasnetzen zur Versorgung der Allgemeinheit erfordert die Erlaubnis der jeweiligen Gemeinde, ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zu nutzen. Das Wegenutzungsrecht ermöglicht erst den Netzbetrieb und wird in einem Ausschreibungsverfahren vergeben, das in §§ 46 ff. EnWG geregelt ist. Das Wegenutzungsrecht bzw. die im Ausschreibungsverfahren erteilte Konzession berechtigt nur zum Netzbetrieb, wobei der Netzbetreiber zur Durchleitung verpflichtet ist und dafür regulierte Netzentgelte erheben kann. Dagegen ist mit der Konzession – anders als vor der Energiemarktliberalisierung – kein ausschließliches Recht des Netzbetreibers zur Versorgung der Endkunden im jeweiligen Gemeindegebiet verbunden. Als Gegenleistung für die Übertragung des Wegenutzungsrechts erhält die Gemeinde eine der Höhe nach gedeckelte Konzessionsabgabe gemäß § 48 EnWG vom Konzessionsinhaber. Weitere zulässige Gegenleistungen unterliegen gemäß § 3 Konzessionsabgabenverordnung (KAV) engen Grenzen.

320. Bereits in früheren Stellungnahmen zu den Energiemärkten hatte die Monopolkommission stets zwei Problembereiche im Zusammenhang mit der Konzessionsvergabe im Blick:[393]

- Zum einen setzte sich die Monopolkommission mit rechtlichen Problemen des Ausschreibungsverfahrens und der Anwendung des Regulierungsrahmens auseinander. In diesem Zusammenhang würdigte sie die Anwendungspraxis der Kartellbehörden sowie die Rechtsprechung.

[393] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 470 ff., Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 458 ff., 462; 463 ff., 470 ff., 473 ff.; Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 29 ff., 39, 46, 47.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

- Zum anderen untersuchte die Monopolkommission die Konzessionsvergabe unter einem „ökonomisch-strukturellen“ Blickwinkel, nämlich als ein Instrument, von dem eine effizienzstiftende Funktion ausgehen soll. In diesem Zusammenhang ist sie der Frage nachgegangen, wie die Vergabekriterien ausgestaltet sein bzw. angewendet werden müssten, damit sich mit dem Ausschreibungsverfahren eine positive Effizienzwirkung erzielen lässt.

321. Nachfolgend soll vor dem Hintergrund beider Problemstellungen zunächst die Diskussion der letzten Jahre wiedergegeben werden. Daraufhin werden die jüngere Anwendungspraxis und die Novelle des § 46 EnWG dargestellt, um im Folgenden auf ein Kernproblem der Anwendungspraxis – das Netzentgelt als Wettbewerbsparameter – einzugehen.

4.1.1 Grundsätzliche Einordnung der fachlichen Diskussion der letzten Jahre

322. Im fachlichen Diskurs der letzten Jahre standen in der Regel grundsätzliche Fragen aus dem erstgenannten Problemkreis, z. B. zur Anwendbarkeit des Kartellrechts auf das Ausschreibungsverfahren, sowie das operative Vorgehen bei der Konzessionsvergabe im Vordergrund. So führte das Bundeskartellamt mehrere Verfahren wegen Kartellrechtsverstößen und veröffentlichte mit der Bundesnetzagentur einen gemeinsamen Leitfaden zu grundsätzlichen Fragen der Konzessionsvergabe.[394] Einige Landeskartellbehörden erarbeiteten Musterkriterienkataloge, die den Gemeinden ebenfalls Orientierungshilfe geben sollten.[395] Im letzten Berichtszeitraum hat der Bundesgerichtshof zudem eine Reihe grundsätzlicher Fragen zur Konzessionsvergabe entschieden.[396] Der Bundesgerichtshof stellte unter anderem fest, dass Gemeinden bei der Konzessionsvergabe dem Kartellrecht unterliegen. Dem stehe auch das in Art. 28 Abs. 2 GG verankerte kommunale Selbstverwaltungsrecht nicht entgegen, denn dieses gelte nur im Rahmen der allgemeinen Gesetze. Mit den energiewirtschaftlichen Regeln zur Konzessionsvergabe sei auch kein verfassungswidriger Eingriff in den Kernbestand des Selbstverwaltungsrechts verbunden. Des Weiteren sind Gemeinden nach Auffassung des Gerichts bei der Übertragung ihrer jeweiligen Wegenutzungsrechte marktbeherrschend im Sinne des GWB und daher zur nicht diskriminierenden Vergabe verpflichtet. Dementsprechend müsse die Auswahl des Konzessionsinhabers in einem transparenten Verfahren erfolgen und ausschließlich an sachlichen – d. h. netzbezogenen – Kriterien ausgerichtet sein. Hinsichtlich der Zulässigkeit und Gewichtung der Auswahlkriterien befand der Bundesgerichtshof, dass die Auswahl vorrangig an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Kriterien zu orientieren sei, wohingegen die Berücksichtigung von finanziellen Interessen der Gemeinden durch die Konzessionsabgabenverordnung eng begrenzt werde.

323. Die zweite Fragestellung, die möglichen Effizienzwirkungen, also dem gesamtwirtschaftlichen Nutzen des Vergabeverfahrens betreffend, bedarf deshalb ebenfalls großer Aufmerksamkeit, weil mit der Konzessionsvergabe erhebliche volkswirtschaftliche Kosten verbunden sind. Aufseiten der Gemeinden, die sich aufgrund der Komplexität der Materie häufig externer Berater bedienen, fallen Kosten für die Erstellung der Ausschreibungsunterlagen, die Durchführung des Verfahrens und die Auswahlentscheidung an. Auf Unternehmensseite werden ebenfalls personelle und finanzielle Ressourcen durch die Angebotserstellung und Durchführung des weiteren Ausschreibungsverfahrens gebunden. Fällt die Auswahlentscheidung der Gemeinde zugunsten eines neuen Konzessionärs aus, entstehen weitere Transaktionskosten, etwa im Zusammenhang mit der Übertragung des Energienetzes vom alten auf den neuen Konzessionsinhaber. Daneben ist der finanzielle Aufwand zu nennen, der durch die behördliche und gerichtliche Befassung mit Fragen und Beschwerden zur Konzessionsvergabe verursacht wird. Nicht zu-

---

394 Vgl. BKartA/BNetzA, Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. Auflage, Mai 2015.

395 Vgl. z. B. Konzessionsvergabe Musterkriterienkatalog als Orientierungshilfe für die Entscheidung über die Einräumung von Wegerechten zum Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen der allgemeinen Versorgung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg vom 06.09.2013, zuletzt geändert am 26.03.2014 und 05.03.2015 und Hinweise der Niedersächsischen Landeskartellbehörde zur Durchführung eines wettbewerblichen Konzessionsvergabeverfahrens nach § 46 EnWG, Stand 25.08.2015.

396 BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 65/12 – Stromnetz Heiligenhafen, MDR 2014, 15; Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, BGHZ 199, 289; Urteil vom 3. Juni 2014, EnVR 10/13 – Stromnetz Homberg, NVwZ 2014, 1600.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

letzt entstehen Kosten für als notwendig angesehene Anpassungen des Regelungsrahmens durch den Gesetzgeber.

324. Im Fall der Energieversorgungsnetze liegt eine besondere Situation vor, weil die Netze gleichzeitig einer umfangreichen Regulierung unterliegen. Das Instrument der sektorspezifischen Regulierung dient dazu, in einem Monopolmarkt Zugangs- und Entgeltbedingungen herzustellen, die einem hypothetischen Wettbewerbsmarkt entsprechen („Als-ob-Wettbewerb"). Das Instrument der Ausschreibung ist in seiner Zielrichtung vergleichbar, wenn durch das Verfahren klassische Wettbewerbsparameter, etwa das Netzentgelt, bestimmt werden. Eine solche nur im Bereich der Verteilnetze vorliegende „Doppelregulierung" (Zugangs- und Entgeltregulierung einerseits sowie Regulierung eines Vergabeverfahrens andererseits) ist insbesondere dann sachgerecht, wenn für das Ausschreibungsverfahren Wettbewerbsparameter bestehen, die durch die Anreizregulierung nicht ausreichend bestimmt sind.

325. In Bezug auf den gesamtwirtschaftlichen Nutzen des Konzessionsvergabeverfahrens hat die Monopolkommission bereits in früheren Gutachten auf Defizite hingewiesen. Das Problem besteht darin, dass für die Konzessionsvergabe kaum Wettbewerbsparameter zur Verfügung stehen, die sich auf die Effizienz der jeweiligen Anbieter beziehen. Insbesondere fallen nahe liegende „harte" preisliche Wettbewerbsparameter aus. Denn die Konzessionsabgabe, welche die Gemeinde im Gegenzug zur Übertragung des Wegenutzungsrechts erhält, ist zum einen gesetzlich gedeckelt und wird zum anderen in aller Regel von den auf die Konzession bietenden Unternehmen bis zur maximalen Höhe ausgeschöpft. Der Grund dafür ist, dass die Konzessionsabgabe an den Endverbraucher durchgereicht werden kann und mit dem Angebot einer möglichst hohen Konzessionsabgabe eine bessere Bewertung im Vergabeverfahren verbunden ist. Auch das zu erwartende Netzentgelt und der Effizienzwert nach § 12 Abs. 2 ARegG bilden die Effizienz eines Anbieters nur unzureichend ab. Ursächlich dafür sind spezifische Merkmale der Entgeltregulierung.[397] Die Monopolkommission hat deshalb vorgeschlagen, als effizienzbezogenen Wettbewerbsparameter vorrangig den angebotenen Abschlag auf das zu erwartende Netzentgelt im Verfahren um die Konzessionsvergabe anzuwenden. Dieser Abschlag auf die zu erwartende Rendite der Netzbetreiber hätte die Wirkung einer „Netzdividende", die unmittelbar den Energiekunden zugutekommen würde.

4.1.2 Aktuelle Anwendungspraxis

326. Von Marktteilnehmern wurde der Monopolkommission berichtet, dass die Kriterienkataloge im Ausschreibungsverfahren um die Netzkonzession in jüngerer Zeit wesentlich detaillierter geworden seien. Diese Einschätzung wird vom Bundeskartellamt geteilt. Auch die Rechtsprechung hat sich im Berichtszeitraum vermehrt mit Ausschreibungsunterlagen befasst, die zu den einzelnen Kriterien Unter- und Unterunterkriterien aufführten bzw. z. T. umfangreiche Energiekonzepte der Anbieter verlangten.[398] Laut Marktteilnehmern sind auch die zu erreichenden Gesamtpunktzahlen gestiegen. Gesamtwerte von mehreren hundert bis zu eintausend Punkten seien üblich, in Einzelfällen könnte das Bewertungsschema auch mehrere tausend Punkte erreichen. Bei der Auswertung der Angebote würden in der Regel allerdings nur relativ geringe Unterschiede zwischen dem jeweils besten und zweitbesten Bieter auftreten.[399] Ausschlaggebend für die Vergabeentscheidung könnten daher auch schon geringfügige Unterschiede der Angebote, z. B. beim prognostizierten Netzentgelt oder bei Serviceleistungen, sein.[400]

---

[397] Hierzu im Einzelnen Abschnitt 4.1.4 in diesem Gutachten.

[398] Fraglich kann im Einzelnen sein, inwiefern der Ausschreibungsparameter „Erstellung eines Energiekonzepts" noch unter die netzbezogenen Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG zu subsumieren ist. Zudem ist das Nebenleistungsverbot des § 3 Abs. 2 Nr. 1 KAV zu beachten; so auch Musterkriterienkatalog Baden-Württemberg hinsichtlich der Aufstellung von Umweltentwicklungsplänen und Konzepten für die optimale Einbindung erneuerbarer Energie, a. a. O., S. 5.

[399] So auch BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175-11, Rn. 85. Laut Informationen von Marktteilnehmern lag die Differenz der erreichten Punkte in einem Fall unter 50 bei erreichbaren 10.000 Punkten. In dem Fall, der dem Urteil des OLG Celle, Urteil vom 17. März 2016, 13 U 141/15 zugrunde lag, ergab sich ein Unterschied von 18,5 Punkten bei einer erreichbaren Gesamtpunktzahl von 1000.

[400] Marktteilnehmer nannten beispielhaft eine geringfügig weitere Entfernung der Serviceeinrichtung vom Ortskern und eine um zwei Wochen kürzere Bearbeitungsfrist für Kundenanfragen.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

327. Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum keine förmliche Entscheidung im Bereich Konzessionsvergabe erlassen. Laut Auskunft des Bundeskartellamts ist seit Einführung der zivilrechtlichen Rügeobliegenheiten im Rahmen der Novelle des § 46 EnWG die Zahl der an das Amt gerichteten Beschwerden stark rückläufig.

328. Während des Berichtszeitraums erging eine Reihe von gerichtlichen Entscheidungen zur Konzessionsvergabe. Gegenstand einer Kommunalverfassungsbeschwerde waren Teile der oben erwähnten Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs. Der Beschwerde vorausgegangen war die Einleitung eines kartellrechtlichen Verfahrens bezüglich der Konzessionsvergabe Titisee-Neustadt durch das Bundeskartellamt. Daraufhin wendete sich die betroffene Gemeinde gegen das aus ihrer Sicht in der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zum Ausdruck kommende Verbot der direkten Übernahme örtlicher Energieverteilernetze ohne vorherige Ausschreibung, das Verbot, bei der Ausschreibung des Betriebs örtlicher Energieverteilernetze den Betrieb durch eine kommunale Beteiligungsgesellschaft vorzugeben sowie das Verbot, bei der Auswahl des Betreibers eines örtlichen Energieverteilernetzes spezifische kommunale Interessen zu berücksichtigen. Das Bundesverfassungsgericht hat die Kommunalverfassungsbeschwerde nicht zur Entscheidung angenommen, weil sie kein im Wege der Kommunalverfassungsbeschwerde rügefähiges Gesetz bezeichne (Art. 93 Abs. 1 Nr. 4b GG, § 91 BVerfGG).[401] Die von der Gemeinde angegriffenen Urteile des Bundesgerichtshofs beruhten auf einer Auslegung von § 46 EnWG und seien in Anwendung bereits bestehenden Gesetzesrechts gefällt worden. Daher komme ihnen die Qualität selbstständiger, im Wege der Kommunalverfassungsbeschwerde rügefähiger Rechtsnormen nicht zu. Infolge dieser Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts konnte eine Reihe von Gerichtsverfahren unter Bezugnahme auf die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Anwendbarkeit des Kartellrechts auf das Verfahren zur Konzessionsvergabe, zum Diskriminierungsverbot und Transparenzgebot etc. abgeschlossen werden.

329. Der Bundesgerichtshof hatte auch den grundsätzlichen Vorrang der Kriterien des § 1 Abs. 1 EnWG bei der Konzessionsvergabe festgestellt und dabei das Kriterium der Versorgungssicherheit besonders hervorgehoben. Hiernach leide eine Auswahlentscheidung schon deshalb unter einem erheblichen Mangel, wenn die Ziele des § 1 EnWG nicht oder jedenfalls nicht vorrangig berücksichtigt worden seien. Eine willkürliche Mindergewichtung führe zu einer Unvereinbarkeit des Bewertungsverfahrens mit den Zielen des § 1 EnWG. Der bei der Bestimmung der Kriterien bestehende Entscheidungsspielraum der Gemeinden werde damit eindeutig überschritten. Laut Bundesgerichtshof muss bei der Bewertung angemessen berücksichtigt werden, dass der sichere Netzbetrieb mit den Teilaspekten Zuverlässigkeit der Versorgung und Ungefährlichkeit des Betriebs der Verteilungsanlagen von fundamentaler Bedeutung für die Versorgungssicherheit sei. Insoweit könne der Musterkriterienkatalog der Energiekartellbehörde Baden-Württemberg als Orientierungshilfe herangezogen werden. Danach sei die Netzsicherheit mit mindestens 25 Prozent der möglichen Gesamtpunktzahl zu gewichten. Auch wenn es sich dabei um keine verbindliche Vorgabe handele, sei eine um mehr als den Faktor vier niedrigere Gewichtung der Netzsicherheit unzulässig. Es sei unter keinem sachlichen Gesichtspunkt zu rechtfertigen, dem überragenden Ziel der Netzsicherheit lediglich dasselbe Gewicht beizumessen wie etwa einer sekundären Regelung des Konzessionsvertrags zu Auskunftsansprüchen über Bestand und Umfang der Verteilanlagen.

330. Fragen der grundsätzlichen wie auch der konkreten Gewichtung von Auswahlkriterien waren im Berichtszeitraum Gegenstand mehrerer Gerichtsverfahren. So hat das Oberlandesgericht Celle zwar die grundsätzliche Gewichtung der Erreichung der Ziele des § 1 EnWG mit 75 Prozent einerseits und der vertraglichen Regelungen der Wegenutzung mit 25 Prozent andererseits nicht beanstandet.[402] Das Landgericht Leipzig äußerte keine grundsätzlichen Bedenken dagegen, dass ca. 70 Prozent der erreichbaren Punkte auf die Ziele des § 1 EnWG und ca. 30 Pro-

---

[401] BVerfG, Beschluss vom 22. August 2016, 2 BvR 2953/14. Zwischenzeitlich hat das Bundeskartellamt festgestellt, dass die Gemeinde Titisee-Neustadt bei der Konzessionsvergabe gegen Kartellrecht verstoßen hat; vgl. BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175-11. Hiergegen legte die Gemeinde Beschwerde ein und beantragte außerdem, die aufschiebende Wirkung der Beschwerde gegen die Untersagungsverfügung anzuordnen. Nachdem das Oberlandesgericht Düsseldorf den Antrag auf aufschiebende Wirkung zurückgewiesen hatte, OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15. Juli 2015, VI-2 Kart 1/15 (V), wies auch der Bundesgerichtshof die gegen diesen Beschluss gerichtete Rechtsbeschwerde und Nichtzulassungsbeschwerde zurück, BGH, Beschluss vom 26. Januar 2016, KVZ 41/15. Die Beschwerde der Gemeinde in der Hauptsache hat das Oberlandesgericht Düsseldorf teilweise zurückgewiesen und im Übrigen als unzulässig verworfen, OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. Juni 2017, VI-2 Kart 1/15.

[402] OLG Celle, Urteil vom 26. Januar 2017, 13 U 9/16 (Kart), Rn. 51.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

zent auf den Konzessionsvertrag entfallen.[403] Das Landgericht Hannover hielt die Gewichtung der Ziele des § 1 EnWG mit insgesamt 65 Prozent der möglichen Punkte für zulässig.[404] Mehrere Gerichte stellten aber unter Bezugnahme auf die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs auch fest, dass es nach dem Gesetz nicht zwingend sei, die an den Zielen des § 1 EnWG ausgerichteten Auswahlkriterien mit mehr als 50 Prozent zu gewichten, um deren Vorrang gegenüber anderen zulässigen Zielen hinreichend abzubilden.[405] Die Rechtsprechung hat sich darüber hinaus in einer Vielzahl von Fällen mit der von der jeweiligen Gemeinde vorgenommenen konkreten Gewichtung einzelner Auswahlkriterien befasst und im Einzelfall über deren Rechtmäßigkeit entschieden. Eine Bindungswirkung über den jeweiligen Einzelfall hinaus ist damit nicht verbunden, sodass auch in Zukunft mit weiteren gerichtlichen Auseinandersetzungen zu rechnen ist.

331. Eine weitere Frage, die regelmäßig Gegenstand von gerichtlichen Auseinandersetzungen war, betrifft die Berücksichtigung von kommunalen Belangen im Ausschreibungsverfahren. Der BGH hat neben der Konzessionsabgabe und dem Kommunalrabatt auch Bestimmungen zur Vertragslaufzeit, Endschaftsklauseln[406] und Kaufpreisregelungen grundsätzlich für zulässig erachtet. Ob auch kommunale „Gewährleistungsrechte“ bei der Konzessionsvergabe berücksichtigt werden dürfen, hat das Gericht nicht abschließend entschieden.[407] Dies betrifft die Frage, inwieweit die Planungshoheit der Gemeinde und ihr Recht zur Konkretisierung der energiewirtschaftsrechtlichen Ziele des Netzbetriebs es rechtfertigen können, bei der Auswahl des Netzbetreibers auch gemeindliche Einflussmöglichkeiten auf betriebliche Entscheidungen des Netzbetreibers und deren Umfang zu berücksichtigen.

332. Nach Auffassung des Bundesgerichtshofs ist es nicht grundsätzlich zu beanstanden, wenn die Gemeinde ein Angebot besser bewertet, das es ihr erlaube, auch nach der Konzessionsvergabe ein legitimes Interesse an der Ausgestaltung des Netzbetriebs zu verfolgen. Es dürfte daher unbedenklich sein, insbesondere Informations- und Nachverhandlungspflichten, Mitwirkungs- und Konsultationsrechte zu berücksichtigen, die sich auf Effizienz, Sicherheit und Preisgünstigkeit des Netzbetriebs oder zur Absicherung ihrer Planungshoheit bei Netz- oder Kapazitätserweiterungen oder Maßnahmen zur Modernisierung des Netzes beziehen. Allerdings werde die Gemeinde legitime Einflussmöglichkeiten auf den Netzbetrieb, die sie für unverzichtbar halte, bereits im Rahmen der Leistungsbeschreibung für den Konzessionsvertrag für alle Angebote verbindlich vorgeben müssen. Ihre zusätzliche Berücksichtigung bei der Bewertung der ordnungsgemäßen Angebote sei dann nicht mehr möglich.

333. Kritischer äußerte sich das Gericht zu der Frage, ob ein Angebot deshalb besser bewertet werden dürfe, weil der Gemeinde zur Sicherung ihrer Einflussmöglichkeiten eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung am Netzbetreiber angeboten wird. Mit der Forderung nach einer gesellschaftsrechtlichen Verbindung zwischen der Gemeinde und dem Anbieter, der den Netzbetrieb übernehmen möchte, sei in besonderem Maße die Gefahr eines Missbrauchs der marktbeherrschenden Stellung der Gemeinde und der Verletzung der gesetzlichen Vorgaben für die Bewertungskriterien bei der Konzessionsvergabe verbunden.

334. Im Anschluss an diese Ausführungen hat das Oberlandesgericht Celle festgestellt, dass Informations-, Mitwirkungs-, Nachverhandlungs-, Konsultations- und Sanktionsrechte der Kommunen im Rahmen der vertraglichen Gewährleistung bei der Bewertung der Angebote berücksichtigt werden durften.[408] Zur Begründung führte das Gericht an, dass die Kommune bestimmte vertragliche Einflussmöglichkeiten im vorliegenden Fall gerade nicht für unverzichtbar gehalten habe, sondern vielmehr die Möglichkeiten der vertraglichen Gewährleistung zu Auswahlkriterien beim Angebotsvergleich gemacht habe. Daraus schloss das Gericht, dass vertragliche Gewährleistungs-

---

[403] LG Leipzig, Urteil vom 17. August 2016, 04 HK = 1006/16, Rn. 62.

[404] LG Hannover, Beschluss vom 04. August 2016, 25 O 19/16, 25 O 20/16, 25 O 21/16, 25 O 22/16, Rn. 29.

[405] OLG Düsseldorf, Urteil vom 23. Dezember 2015, VI-2 U (Kart) 4/15, Rn. 16; OLG Celle, Urteil vom 17. März 2016, 13 U 141/15 (Kart), Rn. 46; OLG Celle, Urteil vom 26. Januar 2017, 13 U 9/16 (Kart), Rn. 52.

[406] Endschaftsklauseln können insbesondere Vereinbarungen zur Überlassung der Netzinfrastruktur und des Kundenstamms durch den bisherigen Konzessionär bei Ablauf des Konzessionsvertrags enthalten.

[407] BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, BGHZ 199, 289, Rn. 52, 53.

[408] OLG Celle, Urteil vom 26. Januar 2017, 13 U 9/16 (Kart), Rn. 67 f.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

rechte zwar in die Verträge aufgenommen werden sollten, ihre Ausgestaltung aber dem Bieter überlassen gewesen sei. Das Transparenzverbot sei bei dieser Vorgehensweise ebenfalls nicht verletzt worden, da sich aus der Formulierung in den Verfahrensbriefen für jeden Bieter klar habe entnehmen lassen, dass es der Gemeinde auf eine weitgehende Einflussnahme angekommen sei.

335. Folgt man dieser Auslegung, ist davon auszugehen, dass künftig bei entsprechender Ausgestaltung der Ausschreibung kommunale Gewährleistungsrechte in aller Regel im Angebotsverfahren berücksichtigt werden dürfen und nicht bereits in der Leistungsbeschreibung für alle Interessenten verbindlich vorzugeben sind. Der daraus resultierende weite Spielraum der Gemeinde macht es umso mehr erforderlich, die vom Bundesgerichtshof vorgenommene Unterscheidung zwischen legitimen und nicht berücksichtigungsfähigen Interessen der Kommunen näher zu konkretisieren. Einflussmöglichkeiten nach Vertragsschluss können effizient sein, wenn sie auf betriebliche Entscheidungen des Netzbetreibers begrenzt bleiben, die ihrerseits ein erhebliches Risiko für die Kommune darstellen und bei denen deren Mitspracherecht dieses Risiko senken kann. Ein solches Risiko kommt insbesondere bei Entscheidungen des Netzbetreibers in Betracht, die direkt auf die originäre Aufgabe der Kommune wirken, die öffentliche Fläche zu bewirtschaften. So kann es im Einzelfall vor allem effizient sein, bei Baumaßnahmen oder einem möglichen Betriebsübergang nach Ablauf der Konzession der Kommune klar abgegrenzte Mitspracherechte einzuräumen. Weitergehende Einflussmöglichkeiten der Gemeinde auf betriebliche Entscheidungen des Netzbetreibers nach Konzessionsübergang senken allerdings die Möglichkeit eines Bieters, die wirtschaftlichen Folgen des Netzbetriebs zu kalkulieren. Das unternehmerische Risiko des Netzbetriebs wird dadurch für den Bieter erheblich erhöht. Ließe sich eine Kommune solche Einflussmöglichkeiten in größerem Umfang einräumen, dann ist davon auszugehen, dass kein privater Bieter bereit wäre, das dadurch entstehende Risiko zu tragen.

4.1.3 Reform des § 46 EnWG

336. Anfang 2017 ist die Novelle der §§ 46 ff. EnWG in Kraft getreten.[409] Das Gesetz dient laut Begründung zum Regierungsentwurf[410] der Umsetzung des Koalitionsvertrags, der das Ziel vorgibt, „das Bewertungsverfahren bei Neuvergabe der Verteilernetze eindeutig und rechtssicher zu regeln sowie die Rechtssicherheit im Netzübergang zu verbessern."[411] Wesentliche Inhalte der Novelle sind laut Begründung zum Regierungsentwurf eine Konkretisierung des Auskunftsanspruchs der Gemeinde gegenüber dem Inhaber des Wegenutzungsrechts im Hinblick auf relevante Netzdaten, zeitlich gestaffelte Rügeobliegenheiten für beteiligte Unternehmen, eine ausgewogene Regelung zur Fortzahlung der Konzessionsabgabe sowie eine grundsätzliche Vorgabe zur Bestimmung des wirtschaftlich angemessenen Netzkaufpreises. Ferner soll Belangen der örtlichen Gemeinschaft bei der Auswahl des Unternehmens stärker Rechnung getragen werden können. Nicht aufgegriffen wurde nach der Gesetzesbegründung die politische Forderung, eine direkte In-House-Vergabe von der Gemeinde an ein kommunales Unternehmen zuzulassen. Vielmehr sei der in § 46 EnWG angelegte „Wettbewerb um das Netz" zwingend aufrecht zu erhalten. Dieser sei kein Selbstzweck, sondern diene dazu, die in § 1 Abs. 1 EnWG normierten Ziele, die im Interesse des Allgemeinwohls liegen, zu erreichen.

337. Für eine abschließende Beurteilung des novellierten Gesetzes ist es zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch zu früh. Zu begrüßen ist jedoch insbesondere die Einführung einer Rügeobliegenheit für die am Ausschreibungsverfahren beteiligten Unternehmen, weil dadurch die Rechtssicherheit erhöht wird. Denn es ist künftig ausgeschlossen, das Verfahrensfehler noch mehrere Jahre nach der Vergabeentscheidung erstmals geltend gemacht werden.[412] Auch die Konkretisierung der Auskunftspflichten des aktuellen Konzessionsinhabers erscheint sinnvoll, da

---

[409] Gesetz zur Änderung der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung vom 27. Januar 2017, BGBl. I, S. 130.

[410] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung, BR-Drs. 73/16 vom 5. Februar 2016.

[411] Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, November 2013, S. 59.

[412] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung, BR-Drs. 73/16 vom 5. Februar 2016, S. 7

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

die Verfügbarkeit möglichst ausführlicher und belastbarer Informationen über das relevante Verteilnetz erforderlich sind, damit potenzielle Netzbewerber entscheiden können, ob sie am Wettbewerb „um das Netz“ teilnehmen.

338. Nicht uneingeschränkt positiv fällt die Bewertung der Gesetzesnovelle aus, soweit es um die Zulässigkeit und Gewichtung von Auswahlkriterien im Vergabeverfahren geht. Fraglich ist vor allem, ob insoweit das erklärte Ziel des Gesetzgebungsverfahrens, die Rechtssicherheit zu erhöhen, erreicht wurde. Dies erscheint insbesondere im Hinblick auf die Belange der örtlichen Gemeinschaft zweifelhaft. Zu begrüßen ist hingegen der Ansatz des Gesetzgebers, Gesichtspunkte der Kosteneffizienz im Vergabeverfahren ausdrücklich stärker zu berücksichtigen.[413]

339. Die Belange der örtlichen Gemeinschaft wurden mit der Novellierung explizit in zwei Regelungen – § 46 Abs. 4 Satz 2 und 3 EnWG – aufgenommen. In § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG wurde erstmals ausdrücklich gesetzlich verankert, dass unter Wahrung netzwirtschaftlicher Anforderungen, insbesondere der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz, auch Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft berücksichtigt werden können. Laut Begründung müssen Gemeinden sich bei der Konzessionsvergabe an den Zielen von § 1 Abs. 1 EnWG orientieren, dürften aber auch Belange der örtlichen Gemeinschaft berücksichtigen.[414] Es werde jedoch „kein Rabatt“ auf die Auswahlkriterien des § 1 EnWG, insbesondere auf die Versorgungssicherheit und die Kosteneffizienz, gegeben.[415] Die sachgerechten energiewirtschaftlichen Kriterien für die Entscheidung der Gemeinde müssten sich aufgrund der Vorgaben zur Entflechtung des Netzbetriebs von Vertrieb und Erzeugung auf Aspekte des Netzbetriebs beschränken.[416] Über die jüngere Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs hinausgehend weist das Gesetz nicht nur dem Ziel der Versorgungssicherheit, sondern auch dem Ziel der Kosteneffizienz eine besondere Bedeutung zu. In der Begründung heißt es dementsprechend auch, dass diese beiden Aspekte eine zentrale Rolle einnehmen.[417]

340. Die Regelung des § 46 Abs. 4 Satz 3 EnWG sieht ferner die Berechtigung der Gemeinde vor, bei der Gewichtung der einzelnen Auswahlkriterien den Anforderungen des jeweiligen Netzgebietes Rechnung zu tragen. Laut Begründung zum Regierungsentwurf ist dies sachgerecht, da die Gemeinden entsprechend ihrer örtlichen Netzbetriebsverhältnisse manche Ziele stärker gewichten können müssen als andere.

341. Der Gesetzeswortlaut und die Begründung zum Regierungsentwurf sprechen dafür, dass der Gesetzgeber mit den dargestellten Formulierungen lediglich klarstellen wollte, dass kommunale Belange im Ausschreibungsverfahren berücksichtigt werden dürfen, sofern diese netzbezogen sind und das Nebenleistungsverbot des § 3 KAV beachtet wird. Schon bisher stand den Gemeinden – wie bei den aus § 1 Abs. 1 EnWG folgenden Kriterien – auch bezüglich der berücksichtigungsfähigen kommunalen Belange ein Entscheidungsspielraum zu. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass die Kommunen aus einzelnen Formulierungen des Gesetzes oder der Begründung künftig weitergehende Forderungen ableiten werden. Mit der Novellierung geht insofern eher eine höhere Rechtsunsicherheit einher, als sie zuvor – aufgrund der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs und des Bundesverfassungsgerichts – bestand. Insofern bleibt die weitere Entwicklung abzuwarten.

342. Die Regelung des § 46 Abs. 4 Satz 1 EnWG bestimmt, dass die Gemeinden bei der Auswahl des Unternehmens den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG verpflichtet sind. Laut Begründung zum Regierungsentwurf soll die bestehende Rechtslage auf diese Weise bestätigt und durch die zusätzliche Nennung des Absatz 1 von § 1 EnWG konkretisiert werden. Hiernach sei jedes der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Ziele bei der Konzessionsvergabe zu

---

[413] Der Begriff der Kosteneffizienz kennzeichnet im ökonomischen Sprachgebrauch das Ziel, einen bestimmten Output unter dem geringstmöglichen Ressourceneinsatz (= Kosten) zu erzeugen. Er steht somit in enger Verbindung zu dem auch als „produktive Effizienz“ bezeichneten Teilbereich ökonomisch effizienten Verhaltens. Er ist insoweit abzugrenzen vom allgemeinen ökonomischen Effizienzbegriff, als dass er insbesondere allokative Effizienz nicht mit einschließt. Des Weiteren ist er abzugrenzen vom technischen Effizienzbegriff, bei dem es darum geht, in einer bestimmten technischen Anwendung Energie unter geringen Verlusten umzuwandeln oder zu transportieren.

[414] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung, BR-Drs. 73/16 vom 5. Februar 2016, S. 18.

[415] Ebenda, S. 8.

[416] Ebenda, S. 14.

[417] Ebenda, S. 18.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

berücksichtigen.[418] Allerdings weist die Begründung ausdrücklich darauf hin, dass von einer strikten gesetzlichen Vorgabe, wie die einzelnen Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG in konkrete Auswahlkriterien „umzuwandeln“ seien, Abstand genommen werde, weil damit die Gefahr erneuter Rechtsunsicherheiten verbunden sei. Es sei daher sachgerecht, der Gemeinde einen weiten Entscheidungsspielraum zu überlassen und die Konkretisierung der einzelnen Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG durch die Praxis und die Rechtsprechung weiterhin zuzulassen. Aus diesem Grund verzichte der vorliegende Entwurf auch auf eine gesetzliche Vorgabe zur zwingenden Gewichtung der einzelnen Kriterien, stelle aber durch die Formulierung in § 46 Abs. 4 Satz 2 die besondere Bedeutung der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz für die Allgemeinheit heraus.[419]

343. Bei der Erläuterung der verschiedenen in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Ziele führt die Begründung zu „Preisgünstigkeit und Effizienz“ aus, dass die zu erwartende Höhe der Netznutzungsentgelte ein sachgerechtes Kriterium für die Auswahl des künftigen Netzbetreibers darstelle.[420] Außerdem sei die kommunale Entscheidung grundsätzlich dann sachgerecht, wenn sie sich an der in der Vergangenheit bewiesenen Effizienz der sich bewerbenden Netzbetreiber orientiere. In diesem Zusammenhang wird zwar auf den von der Bundesnetzagentur zu ermittelnden Effizienzwert für Netzbetreiber hingewiesen, aber gleichzeitig eingeräumt, dass bei einer Reihe von Bewerbern kein belastbarer Effizienzwert vorliege. In Fällen, in denen es an belastbaren Daten mangele, seien zur Bewertung der Kosteneffizienz daher sämtliche vorhandenen Indizien heranzuziehen, die ein effizientes Verhalten des Netzbetreibers belegen. Allerdings dürften keine Verhaltensweisen belohnt werden, die zu den Zielen der Anreizregulierungsverordnung im Widerspruch stünden. Daneben gehöre zum Aspekt der Effizienz auch die Energieeffizienz.[421]

344. Die dargestellten Änderungen haben die Klarheit der anzulegenden Vergabekriterien und ihrer Gewichtung nur teilweise verbessert. Der Gesetzgeber nimmt die diesbezüglich bestehenden Rechtsunsicherheiten im Wesentlichen auch für die Zukunft in Kauf und überlässt die Klärung explizit der Rechtsprechung. Zu begrüßen ist allerdings zunächst, dass die Kommunen ihre Vergabeentscheidung weiterhin vorrangig an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zielen auszurichten haben. Positiv zu bewerten ist darüber hinaus, dass der Gesetzgeber das Ziel der Kosteneffizienz erstmals ausdrücklich in § 46 EnWG verankert und eine im Verhältnis zum Ziel der Versorgungssicherheit gleichrangige, besondere Bedeutung im Vergabeverfahren beigelegt hat. So spielen beide genannten Ziele laut Begründung eine zentrale Rolle bei der Ausschreibung der Netzkonzession. Seit der erwähnten Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs ist in der Praxis zu beobachten, dass die Versorgungssicherheit in der Regel mit mindestens 25 Prozent der in Ausschreibungsverfahren erreichbaren Punkte bewertet wird. Gesetzeswortlaut und Begründung sprechen dafür, dass dem Ziel der Kosteneffizienz ein der Versorgungssicherheit vergleichbarer Punktewert bei der Konzessionsvergabe beizumessen ist. Dementsprechend sollten die bestehenden Musterkriterienkataloge der Länder sowie der Gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur[422] angepasst werden. Zutreffend geht die Begründung zum Regierungsentwurf auch davon aus, dass für die Bestimmung der Effizienz der Effizienzwert gemäß § 12 Abs. 2 ARegV in der Regel ungeeignet ist und daher sämtliche anderen Indizien heranzuziehen seien. Demnach genügt die Berücksichtigung von Kriterien der Energieeffizienz als Konkretisierung des in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Effizienzziels den Vorgaben des § 46 EnWG jedenfalls künftig nicht mehr. Weitere Erläuterungen zu der Frage, was belastbare Indizien für die Kosteffizienz sein könnten, enthält die Begründung allerdings nicht. Daher ist auch insofern eine Ergänzung bzw. Konkretisierung durch die Musterkriterienkataloge der Länder empfehlenswert.[423] Nach Auffassung der Monopolkommission könnte der von ihr vorgeschla-

---

[418] Ebenda, S. 14.

[419] Ebenda, S. 15.

[420] Ebenda, S. 16

[421] Ebenda, S. 16.

[422] Vgl. BKartA/BNetzA, Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, a. a. O., Rn. 32.

[423] Bei der Konkretisierung des Ziels der Kosteneffizienz durch die Kommunen ist darauf zu achten, dass nicht nur einzelne Gesichtspunkte herausgegriffen werden, während andere Aspekte unberücksichtigt bleiben. So empfiehlt etwa der Musterkriterienkatalog

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

gene Abschlag vom Netznutzungsentgelt ein solches Indiz sein, worauf im nachfolgenden Abschnitt weiter eingegangen wird.

4.1.4 Ineffizienz der Konzessionsvergabe durch den Wettbewerbsparameter Netzentgelt

345. Unter Effizienzgesichtspunkten leidet das Ausschreibungsverfahren unter einem konzeptionellen Problem: Wesentliche Angebotsparameter eines Verteilernetzbetreibers sind durch regulatorische Vorgaben bereits festgelegt. Dies gilt ebenso für die an § 1 Abs. 1 EnWG ausgerichteten Parameter (z. B. zur Versorgungssicherheit) wie für sonstige zulässige Kriterien (z. B. Höhe der Konzessionsabgabe). Dementsprechend weisen Angebote häufig nur geringe Unterschiede auf. Ein nahe liegender und quantitativ einfach vergleichbarer Wettbewerbsparameter ist allerdings der Preis für die Leistung des Netzbetreibers. Preiskriterien werden im Vergabeverfahren auch deshalb zwingend eingesetzt, da die Preisgünstigkeit der Energieversorgung zu den Zielen des § 1 gehört, denen die Gemeinde gem. § 46 Abs. 4 S. 1 verpflichtet ist. Wichtigstes in der Vergabepraxis verwendetes Kriterium, das an die Preisgünstigkeit angelehnt ist, ist gewöhnlich das zu erwartende Netzentgelt;[424] eine geringere Bedeutung besitzen zudem die Höhe von Netzanschlusskosten und Baukostenzuschüssen, die ein Netzbetreiber verlangen kann sowie der im Regulierungsverfahren nach § 12 Abs. 2 ARegV festgestellte Effizienzwert. Die Monopolkommission hat in den Ermittlungen zu diesem Gutachten den Eindruck gewonnen, dass ob der geringen Spielräume bei anderen Wettbewerbsparametern die Unterschiede, die sich in diesem Kriterium ergeben, für die Vergabeentscheidung eine besondere Relevanz aufweisen.

346. Vor diesem Hintergrund stellt es ein Grundproblem des gesamten Systems der Konzessionsvergabe dar, dass die für die Konkretisierung des Ziels der Preisgünstigkeit in der Praxis herangezogenen Kriterien nicht dazu führen, dass der effizienteste Anbieter die Konzession erhält und dadurch in Deutschland nachhaltig niedrige Preise für die Netze realisiert werden. Dies gilt zuvorderst für das Gebotskriterium des zu erwartenden Netzentgelts. Ursächlich für die fehlende Aussagekraft des Netzentgelts als Effizienzkriterium ist die Entgeltregulierung, der der Versorger stets unterliegt und die das Netzentgelt vorgibt. Das Regulierungsverfahren ist die sog. Anreizregulierung. Durch sie wird ein Netzentgelt aus den Kosten (einschließlich Kapitalkosten) berechnet und danach regelmäßig durch Änderungsfaktoren angepasst.[425]

347. Eine konzeptionelle Eigenart der Entgeltregulierung, die hier zum Tragen kommt, besteht darin, dass ein einheitliches Netzentgelt für einen Netzbetreiber ausgewiesen wird, auch wenn dieser mehrere Netzkonzessionen besitzt. Dadurch basiert das Netzentgelt nicht auf den Kosten des Netzbetriebs in einem Konzessionsgebiet, sondern auf den (durchschnittlichen) Kosten des Netzbetriebs in allen Konzessionsgebieten eines Netzbetreibers. Zu beachten ist jedoch, dass sich die Kosten der Versorgung in verschiedenen Verteilnetzen aus strukturellen Gründen unterscheiden können; typisch ist etwa, dass der Netzbetrieb in Ballungsräumen günstiger zu gewährleisten ist als in ländlichen Regionen, in denen vergleichsweise weniger Kunden auf einer bestimmten Netzlänge versorgt

---

Baden-Württemberg hinsichtlich des Effizienzziels als Unterkriterium eine effiziente Ressourcennutzung. Als Beispiele hierfür werden ein optimierter Ressourceneinsatz durch Verknüpfung verschiedener Netzgewerke, die Koordinierung von (Straßen-)Bauarbeiten, Größe und Spezialisierung sowie die Bereitschaft zur Kooperation mit anderen Leitungsträgern genannt; vgl. Konzessionsvergabe Musterkriterienkatalog als Orientierungshilfe für die Entscheidung über die Einräumung von Wegerechten zum Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen der allgemeinen Versorgung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg vom 06.09.2013, zuletzt geändert am 26.03.2014 und 05.03.2015, S. 3. Eine solche beispielhafte Aufzählung birgt die Gefahr, dass die möglichen unternehmerischen Potenziale für Kosteneffizienzen im Ausschreibungsverfahren nur lückenhaft berücksichtigt werden. Diese Gefahr entfällt, wenn der von der Monopolkommission vorgeschlagene Abschlag vom Netznutzungsentgelt als Wettbewerbsparameter für die Kosteneffizienz herangezogen wird, weil es hier den Unternehmen selbst obliegt, sämtliche derartigen Effizienzpotenziale zu ermitteln und einzubeziehen. Bei diesem Parameter kommt es im Ausschreibungsverfahren aufgrund der leichten Vergleichbarkeit auch nicht zu Bewertungsproblemen aufseiten der Kommunen. Ebenso entfällt für die Kommunen die Notwendigkeit der Überprüfung von im Ausschreibungsverfahren geltend gemachten Kosteneffizienzen.

[424] BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, BGHZ 199, 289, Rn. 87. Vgl. auch z. B. UM BW, Konzessionsvergabe, Musterkriterienkatalog als Orientierungshilfe für die Entscheidung über die Einräumung von Wegerechten zum Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen der allgemeinen Versorgung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, a. a. O., S. 3.

[425] Vgl. Abschnitt 4.2 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

werden. Weitere strukturelle Unterschiede treten dadurch auf, dass in den Netzentgelten auf Verteilnetzebene auch vorgelagerte Netzentgelte aus dem Übertragungsnetz als Kosten enthalten waren, die bisher deutlich differieren konnten.[426]

348. Infolge der dargestellten Funktion der Anreizregulierung kommt es zu erheblichen Effekten auf die Aussagekraft des zu erwartenden Netzentgelts als Parameter bei der Konzessionsvergabe. Ein Netzbetreiber der sich auf ein ausgeschriebenes Konzessionsgebiet bewirbt und bereits andere Konzessionsgebiete versorgt, muss das zu erwartende Entgelt aus den Durchschnittskosten aller seiner Verteilnetze berechnen. Die tatsächlichen Kosten der Versorgung im neuen Konzessionsgebiet gehen somit nur anteilig und bei vielen Netzbetreibern nur geringfügig in die Berechnung ein. Dies wirkt sich dahin gehend aus, dass ein Netzbetreiber der bereits strukturell „günstige" weitere Gebiete versorgt, tendenziell auch für das ausgeschriebene Netz ein niedriges zu erwartendes Netzentgelt ansetzen kann und umgekehrt. Das erwartete Entgelt besitzt somit kaum Aussagekraft für die Frage, ob der Bieter das ausgeschriebene Konzessionsgebiet tatsächlich wirtschaftlich betreiben kann. Vielmehr kann theoretisch auch der unwirtschaftlichste Betreiber das günstigste Entgelt anbieten, sofern er (z. B. durch den Betrieb anderer Netze in Ballungsräumen) niedrige Entgelte aus anderen Regionen „mitbringt". In diesem Fall kommt es gegebenenfalls zu einem in Verhältnis zu den Kosten günstigen Netzentgelt in der hinzugewonnenen Region, während die Kosten des Netzbetriebs in den anderen Regionen durch diesen Effekt ansteigen.

349. Die Vergabe der Konzession nach dem Kriterium des zu erwartenden Netzentgelts führt somit zwar dazu, dass sich in der Kommune das niedrigste Entgelt einstellt, was für die Region zunächst von Vorteil ist. Volkswirtschaftlich gesehen stellt sich dadurch indes nicht der Effekt ein, dass der wirtschaftlichste Anbieter mit der optimalen Betriebsgröße den Zuschlag erhält. Es kommt vielmehr zu einem Selektionseffekt: Werden etwa Konzessionen in strukturell preisgünstigen Regionen (Ballungsräumen) ausgeschrieben, so ist die Region für einen Neuling im Markt besonders attraktiv; denn ein Anbieter der nur ein einzelnes Konzessionsgebiet versorgt, erhält auf Basis der Anreizregulierung auch ein Netzentgelt auf Basis der Kosten für dieses eine Gebiet und muss strukturelle Kostenvorteile nicht mit anderen Gebieten teilen.[427] Dies kann auch mögliche Rekommunalisierungsbestrebungen in diesen Regionen verstärken und die Netzkosten in anderen Regionen erhöhen. Im Extremfall kann es sogar zu einer weiteren Zersplitterung der Netzbetreiberlandschaft kommen, wenn Gebiete zunehmend durch kleine Betreiber versorgt werden. Sofern durch die gleichzeitige Versorgung mehrerer Gebiete ökonomische Skalen- und Verbundvorteile anzunehmen sind, gehen diese zunehmend verloren.

350. Das dargestellte Problem war bereits Gegenstand einer Klage. In einem Verfahren vor dem Oberlandesgericht Celle hatte die Verfügungsklägerin geltend gemacht, dass die Berücksichtigung der Netzentgelte Netzbetreiber mit einer ungünstigen Netzstruktur, ungünstigen Bodenverhältnissen und/oder einer Vielzahl angeschlossener EEG-Kapazitäten im Ausschreibungsverfahren benachteiligen. Das Gericht stellte hierzu fest, dass die Gemeinde bei der Konzessionsvergabe auf die Preisgünstigkeit der Energieversorgung nur in dem zur Vergabe anstehenden Gebiet abheben dürfe.[428] Diese Feststellung kann unterschiedlich interpretiert werden, in jedem Fall ist sie problematisch. Denn entweder unterschätzt das Gericht den Einfluss des Netzentgelts aus sonstigen Netzen eines Bewerbers für das von ihm prognostizierte Netzentgelt in dem ausgeschriebenen Netzgebiet oder es verkennt, dass es nicht möglich ist, die Kosten eines Netzbetreibers für verschiedene Gebiete trennscharf und eindeutig abzugrenzen. Ein typisches Abgrenzungsproblem dieser Art entsteht etwa bei Gemeinkosten, für die keine alleinig richtige Zuord-

---

[426] Das Problem der unterschiedlichen Übertragungsnetzentgelte wird sich ab 2019 möglicherweise abschwächen, da mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur die Bundesregierung ermächtigt wurde, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrats die Übertragungsnetzentgelte schrittweise bundesweit zu vereinheitlichen, §§ 24 Satz 2 Nr. 4 lit. b, 24 a Nr. 1 EnWG, BGBl. vom 21. Juli 2017, S. 2503. Zur Kritik hieran vgl. Abschnitt 3.3.3 in diesem Gutachten, insbesondere Tz. 260 ff.

[427] Da einem Neuling noch keine genehmigten Entgelte aus anderen Konzessionsgebieten vorliegen, die das zu erwartende Netzentgelt maßgeblich beeinflussen, muss dieser das zu erwartende Netzentgelt bei Übernahme der Konzession schätzen. Um das Ausschreibungsergebnis nicht durch zu optimistischen Schätzungen zu verzerren, werden hier Sanktionen vorgegeben, sofern das sich später einstellende Netzentgelt von der Schätzung im Bietverfahren abweichen sollte.

[428] OLG Celle, Urteil vom 26. Januar 2017, 13 U 9/16 (Kart), Rn. 91.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

nung auf einzelne Verteilnetze erfolgen kann. Dieser Grund stellt auch eine praktische Hürde dafür da, um durch eine strukturelle Veränderung der Entgeltregulierung konzessionsgebietsscharfe Entgelte auszuweisen. Eine solche Änderung würde zudem verteilungspolitische Fragen aufwerfen, da die derzeitige Regelung zu einem gewissen – von der Politik gewünschten – Ausgleich der Netzentgelte vor allem zwischen urbanen und ländlichen Regionen beiträgt.

351. Auch ein Ausweichen auf andere Preis- oder Effizienzparameter der Netzbetreiber anstelle des zu erwartenden Netzentgelts löst das Problem des Preisparameters nicht. Bei den in Ausschreibungsverfahren gewöhnlich mit deutlich geringerer Gewichtung versehenen Kriterien der Baukostenzuschüsse und Hausanschlusskosten für neue Verbraucher besteht ebenfalls ein Zusammenhang mit dem Entgeltregulierungsrahmen. So führen niedrigere Gebote im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens nicht unbedingt zu einem Aufwand für die Bewerber, da die damit verbundenen geringeren Einnahmen bzw. die zusätzliche eigenen genehmigungsfähigen Kosten gegebenenfalls im Rahmen der Anreizregulierung auf die Netznutzer überwälzt werden können. Auch der Effizienzwert gemäß § 12 Abs. 2 ARegV ist kein belastbares Kriterium. Dieser soll zwar eine Aussage darüber treffen, wie wirtschaftlich ein Netzbetreiber bei der Erzeugung seines Outputs mit den Inputfaktoren (beeinflussbaren Kosten) umgegangen ist. Ein Betreiber mit einem höheren Effizienzwert könnte somit auch unter Effizienzgesichtspunkten bei der Konzessionsvergabe besser bewertet werden. Die Anlegung des Effizienzwertes als Vergabekriterium ist jedoch nicht möglich, wenn Marktneulinge oder kleine Netzbetreiber an einer Ausschreibung teilnehmen. Denn Unternehmen, die erst in den Markt eintreten, haben noch keine Effizienzprüfung durchlaufen und besitzen daher noch keinen Effizienzwert. Für kleine Netzbetreiber, die im vereinfachten Verfahren reguliert werden, wurde hingegen in der Regel kein spezifischer Effizienzwert ermittelt. Für diese Unternehmen wird vielmehr von der Bundesnetzagentur ein Wert geschätzt, der sich aus dem Durchschnitt aller – für andere Unternehmen konkret ermittelten Effizienzwerte – ergibt.

4.1.5 Wettbewerbsparameter „Abschlag vom Netzentgelt“ als Basis für Kosteneffizienz

352. Aus den dargestellten Gründen ist die Effizienzwirkung der Ausschreibung von Netzkonzessionen derzeit als wenig überzeugend einzuschätzen. Vor diesem Hintergrund hatte die Monopolkommission bereits in früheren Gutachten in den Jahren 2013 und 2015 gefordert, anstelle des Netzentgeltes ein alternatives Kriterium heranzuziehen, durch das tatsächliche Effizienzvorteile der Netzbetreiber abgebildet werden. Konkret hatte sie vorgeschlagen, anstelle des regulierten Netzentgeltes einen Abschlag auf dieses als Ausschreibungsparameter zu integrieren, sodass der Interessent, der bei der Ausschreibung den höchsten Abschlag bietet, im Ausschreibungsverfahren die beste Bewertung erhält. Die Einführung des von der Monopolkommission vorgeschlagenen Abschlages würde nicht dazu führen, dass die Angleichung der Netzentgelte zwischen den Regionen durch die Entgeltregulierung aufgelöst würde. Vielmehr könnte die Entgeltregulierung wie bisher vorgenommen werden und ein einheitliches Netzentgelt ausweisen. Der Abschlag würde dann als zusätzliche Komponente nur bei der Rechnungstellung eines Netzbetreibers im ausgeschriebenen Konzessionsgebiet verrechnet werden.[429]

353. Der Abschlag würde vergleichbar einer „Netzdividende“ dem Verbraucher zugutekommen. Dabei bliebe es der ausschreibenden Kommune überlassen, die Bemessungsgrundlage festzulegen. Dies würde bedeuten, dass die jeweilige Kommune die Entscheidung darüber trifft, welcher Verbrauchergruppe – z. B. in erster Linie Haushaltskunden ab einer bestimmten Verbrauchsmenge oder allen Energieverbrauchern pro verbrauchter Kilowattstunde – der Abschlag zugutekommt. Die konkrete Bemessungsgrundlage müsste sie im Ausschreibungsverfahren vorgeben.

354. In seiner Wirkung würde ein rationaler Bieter den maximalen Abschlag auf Basis der Rendite kalkulieren, die er auf Basis der Anreizregulierung im ausgeschriebenen Konzessionsgebiet erwartet. Die maximale Zahlungsbereitschaft eines Bieters entspricht danach der erwarteten Rendite (bzw. Renditesteigerung) durch einen Zuschlag

---

[429] Bei der Ermittlung des objektivierten Ertragswerts nach § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG bleibt der angebotene Abschlag unberücksichtigt. Damit ist gewährleistet, dass der Abschlag sich beim Neukonzessionär renditemindernd auswirkt und nicht den Vergütungsanspruch des Altkonzessionärs verringert.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

bei der Konzessionsvergabe abzüglich der tatsächlichen (zusätzlichen) Kapitalkosten. Auf diese Weise trüge der Abschlag dazu bei, dass Unvollkommenheiten der Anreizregulierung ausgeglichen und mögliche Überrenditen beim Netzbetreiber abgeschmolzen werden. Dabei ist davon auszugehen, dass ein operativ effizienter Anbieter in der Lage ist, die Kosten gegenüber der eigenen Erlösobergrenze am stärksten zu senken und somit den höchsten Abschlag zu bieten.[430] Der Abschlag würde somit zu einer Effizienzauswahl unter den Anbietern beitragen.[431] Die Vorteile kämen derweil unmittelbar den Netznutzern zugute, die aufgrund des Abschlags ein geringeres Entgelt entrichten müssten.

355. In der Vergangenheit hat vor allem die Bundesnetzagentur gegen den Vorschlag der Monopolkommission rechtliche Einwände vorgebracht[432], auf die die Monopolkommission in ihrem letzten Energiesondergutachten ausführlich eingegangen ist.[433] Der Berücksichtigung eines Abschlags auf das Netzentgelt steht im Übrigen auch die Rechtsprechung nicht entgegen. Zwar hat der Bundesgerichtshof bei seinen Erläuterungen zur notwendigen Berücksichtigung des Ziels der Preisgünstigkeit ausgeführt, dass mit einer preisgünstigen Versorgung beim Netzbetrieb die „nicht rabattierten Netzentgelte“ angesprochen seien.[434] Den Begriff der nicht rabattierten Netzentgelte hat das Gericht hier aber im Verhältnis zu den nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 KAV rabattierbaren Netzentgelten für die konzessionsvergebende Gemeinde verstanden. Eine Berücksichtigung dieses Rabatts für die Gemeinde und des damit verbundenen Preisvorteils für diese im Vergabeverfahren stellt nach Ansicht des Bundesgerichtshofs keine ausreichende Berücksichtigung des Preisgünstigkeitsziels dar.[435] Die Ausführungen des Gerichts stehen also nicht im Zusammenhang mit dem Vorschlag der Monopolkommission, bei der Vergabe eines Konzessionsgebietes einen allgemeinen (für sämtliche Verbraucher, nicht nur für die Gemeinde geltenden) Abschlag vom Netzentgelt als vorrangiges Auswahlkriterium anzuwenden.

356. Zwar ist der Vorschlag der Monopolkommission nicht explizit in den reformierten Gesetzestext des § 46 EnWG aufgenommen worden. Allerdings kann er als logische Konkretisierung mehrerer in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Ziele verstanden werden und somit in das Ausschreibungsverfahren um die Netzkonzession integriert werden. An erster Stelle ist das Ziel der Kosteneffizienz, dem der Gesetzgeber mit der jüngsten Reform des § 46 EnWG ausdrücklich besondere – dem Ziel der Versorgungssicherheit gleichrangige – Bedeutung im Ausschrei-

---

[430] Ein zuweilen gegen das Konzept vorgeschlagener Einwand stellt in Frage, ob tatsächlich der effizienteste Anbieter den höchsten Abschlag bieten kann. Dagegen wird die Vermutung vorgebracht, dass gerade der Anbieter, dem es gelingt die meisten „überhöhten“ Kosten geltend zu machen, die höchsten Renditen aus der Anreizregulierung erwartet. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass für alle Netzbetreiber der gleiche Anreiz besteht, mögliche Unvollkommenheiten der Anreizregulierung zu ihren Gunsten zu nutzen. Derweil erhalten ineffiziente Anbieter jedoch durch die Anreizregulierung faktisch eine Kürzung der möglichen Rendite, da ineffiziente Kosten über die Dauer der Anreizregulierungsperiode von der Erlösobergrenze abgeschmolzen werden. Gleiches gilt für die Qualitätsregulierung nach § 19 ARegV. Es ist deshalb durchaus davon auszugehen, dass der effizienteste Anbieter den höchsten Abschlag bieten kann.

[431] Allerdings können mit dem vorgeschlagenen Abschlag auch nicht alle möglichen produktiven Effizienzen eines Netzbetreibers erfasst werden. Ursächlich dafür ist, dass im Rahmen der Anreizregulierung gegebenenfalls Kosten weiterhin in unterschiedlicher Höhe abhängig vom Netzbetreiber in das Netzentgelt eingepreist werden dürfen. So hat der Abschlag etwa keine positive Auswahlwirkung auf ineffiziente Kosten, die aufgrund suboptimaler Betriebsgrößen der Netzbetreiber entstehen, wenn diese in die Erlösobergrenze eingehen.

[432] Die Bundesnetzagentur äußert sich auch im Gemeinsamen Leitfaden ablehnend zu dem Vorschlag der Monopolkommission; vgl. BKartA/BNetzA, Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, a. a. O., Rn. 29.

[433] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 491 ff.

[434] BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, BGHZ 199, 289, Rn. 87.

[435] Sofern der BGH annimmt, dass Unterschiede bei den Netzentgelten insbesondere darauf beruhen, dass in die Regulierung der Effizienzwert des Netzbetreibers einfließe und hierfür die Monopolkommission zitiert, liegt dem ein Fehlverständnis der zitierten Aussage zugrunde. In der zitierten Textpassage hatte die Monopolkommission im Zusammenhang mit dem von ihr unterbreiteten Vorschlag eines vorrangigen Auswahlkriteriums „Abschlag vom Netzentgelt“ festgestellt, dass mit diesem auch das in § 1 Abs. 1 EnWG genannte Kriterium der Effizienz berücksichtigt werden würde. Denn es sei davon auszugehen, dass nur effiziente Bewerber um eine Konzession überhaupt in der Lage wären, einen solchen Abschlag anzubieten. Die Monopolkommission hat sich darüber hinaus stets gegen die Berücksichtigung des Wettbewerbsparameters Netzentgelt im Vergabeverfahren ausgesprochen, weil auf dieser Grundlage gerade nicht gewährleistet ist, dass der effizienteste Bewerber die Konzession erhält.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

bungsverfahren beigemessen hat, zu nennen. Der Zusammenhang zwischen dem Angebot eines Abschlags auf das Netzentgelt und der Kosteneffizienz wurde oben ausführlich erörtert. Soweit erkennbar, wurden bislang in der Diskussion keine alternativen Kriterien benannt, die es den Bietern im Ausschreibungsverfahren ebenfalls erlauben, unabhängig von selektiven kommunalen Vorgaben selbst darüber zu entscheiden, welche Effizienzpotenziale sie berücksichtigen. Daneben stellt das vorgeschlagene Kriterium eine effiziente Form der Umsetzung des Ziels der Preisgünstigkeit dar, das durch das zu erwartende Netzentgelt nur unzureichend abgebildet wird.[436] Ferner würde auch dem Ziel der Versorgungssicherheit entsprochen werden, da Anbieter die bei den nach § 19 Abs. 1 ARegV gemessenen Qualitätskennzahlen bessere Werte aufweisen, höhere Erlöse erzielen können und deshalb bei der Ausschreibung Vorteile besitzen. Der Abschlag vom Netzentgelt würde als eine Art Netzdividende außerdem den Verbrauchern zugutekommen, sodass das Ziel der Verbraucherfreundlichkeit ebenfalls erfasst ist.

357. Davon abgesehen dürften sich Vorteile für die Allgemeinheit dadurch ergeben, dass der vorgeschlagene Wettbewerbsparameter für die Gemeinden einfach zu vergleichen ist und keiner kontinuierlichen Überprüfung bedarf. Auf diese Weise können die Kosten für Ausschreibungsverfahren und für die im Anschluss an die Konzessionsvergabe als erforderlich angesehene kommunale Kontrolle des Konzessionsinhabers sinken.

4.1.6 Empfehlungen

358. Wie oben dargelegt, ist eine Doppelregulierung – neben die Regulierung im engeren Sinn[437] tritt das Ausschreibungsverfahren zur Konzessionsvergabe – nur dann sachgerecht, wenn von letzterem eine zusätzliche effizienzstiftende Wirkung ausgeht. Hierfür bedarf es einer entsprechenden Ausgestaltung der Vergabekriterien. Unterbleibt diese, steht die Sinnhaftigkeit des zusätzlichen Instruments insgesamt in Frage.

359. Die Regelung des § 46 EnWG erfordert – jedenfalls für die seit der Neuregelung des § 46 EnWG im Januar 2017 in Gang gesetzten Ausschreibungsverfahren – eine besondere Gewichtung des Ziels der Kosteneffizienz. Wird diesem Erfordernis nicht Genüge getan, besteht ein erhöhtes Risiko für die Rechtswidrigkeit von Entscheidungen zur Übertragung der Netzkonzession.

360. Um den Kommunen und potenziellen Netzbetreibern diesbezügliche Orientierungshilfe zu geben, sollten der Gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur sowie die Leitfäden und Musterkriterienkataloge der Landeskartell- und -regulierungsbehörden entsprechend angepasst werden. Der Gemeinsame Leitfaden benennt bisher – in Anlehnung an die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs – nur die Netzsicherheit als besonders hoch zu gewichtendes Ziel im Verfahren um die Konzessionsvergabe.[438] Hier wäre das Ziel der Kosteneffizienz zu ergänzen. Der Musterkriterienkatalog Baden-Württemberg etwa misst dem Ziel der Effizienz – unter Nennung der Unterkriterien effiziente Ressourcennutzung, Energieeffizienz, Konzept Netzeffizienz – lediglich eine Gesamt-

---

[436] Es wurde bereits dargestellt, dass das Kriterium Netzentgelt kaum einen Beitrag dazu leisten kann, dass der effizienteste Bewerber die Konzession erhält. Zwar führt die Auswahl eines Anbieters mit dem niedrigsten Netzentgelt vordergründig zu dem preisgünstigsten Angebot. Dies ist jedoch nur kurzfristig und unter Außerachtlassung des gesamtdeutschen Preisniveaus zielführend. Für letzteres ist vielmehr die Überwälzung von Kosten bei Anwendung dieses Kriteriums zu berücksichtigen. Wenn ein Netzbetreiber den Zuschlag in einem strukturell eher teuren Konzessionsgebiet erhält, dann erhöhen sich unmittelbar die Netzentgelte in allen anderen, strukturell günstigeren Konzessionsgebieten. Da durch das Kriterium des zu erwartenden Netzentgelts keine Effizienzauswahl vorgenommen wird, verteilen sich gegebenenfalls vorhandene X-Ineffizienzen auf diese Weise auf die Netzentgelte aller Konzessionsgebiete. Im Mittel über alle Konzessionsgebiete hinweg wird mit dem Kriterium des zu erwartenden Netzentgeltes das Ziel einer preisgünstigen Versorgung somit nicht erreicht.

[437] Regeln zur organisatorischen Trennung zwischen Netzbetrieb und Erzeugung sowie zur Regulierung des Netzzugangs und der Entgelte der Netzbetreiber.

[438] Vgl. BKartA/BNetzA, Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, a. a. O., S. 12.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

gewichtung von maximal sechs Prozent bei.[439] Neben einer Aufwertung des Ziels der Kosteneffizienz sollten den ausschreibenden Kommunen belastbare Indizien für die Konkretisierung dieses Ziels an die Hand gegeben werden.

361. Wie oben dargelegt, ist der vorgeschlagene Abschlag vom Netzentgelt kein Teil der regulierten Entgelte. Um dennoch verbleibende Unsicherheiten bezüglich der möglichen Konkretisierung des Ziels Kosteneffizienz im Ausschreibungsverfahren zu vermeiden, könnte die Zulässigkeit von in Konzessionsverträgen vereinbarten Abschlägen auf das ermittelte Netznutzungsentgelt ausdrücklich gesetzlich klargestellt werden. Empfehlenswert wäre insoweit eine Ergänzung von § 17 Abs. 8 Stromnetzentgeltverordnung und § 15 Abs. 8 Gasnetzverordnung jeweils um folgenden Satz 2:

„Unbeschadet von Satz 1 dürfen im Rahmen des Konzessionsvertrags Abschläge vom regulierten Netzentgelt vereinbart werden."

4.2 Würdigung der Entwicklungen in der Netzentgeltregulierung

362. In der Netzentgeltregulierung hat es seit dem letzten Sondergutachten der Monopolkommission umfassende Änderungen gegeben. Im Fokus stand die Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), mit der für Verteilernetzbetreiber ein Wechsel des Regulierungsregimes beschlossen wurde. Durch die weitgehende Abkehr vom bisherigen Budgetprinzip der Anreizregulierung und mit der Einführung eines Kapitalkostenabgleichs werden zusätzliche Kapitalkosten aus Investitionen künftig unmittelbar in die jährliche Erlösobergrenze (EOG) eingehen. Für Verteilernetzbetreiber einerseits sowie Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber andererseits bestehen damit ab der dritten Regulierungsperiode unterschiedliche Regulierungsansätze.

363. Das wesentliche politische Ziel des für Verteilernetzbetreiber vollzogenen Systemwechsels, die Sicherstellung ausreichender Investitionen in die Verteilernetze, die im Zuge der Energiewende aus- und umgebaut werden müssen, dürfte durch die Novelle insgesamt erreicht werden. Die in diesem System vorhandenen erhöhten Investitionsanreize gehen allerdings zulasten von Anreizen zur Steigerung der Kosteneffizienz, die bisher im Fokus der Anreizregulierung standen. Die Monopolkommission sieht vor allem die geringeren Effizienzanreize und die Bevorzugung kapitalintensiver Investitionen im neuen Regulierungssystem für Verteilernetzbetreiber kritisch. Die erfolgte Absenkung der Eigenkapitalzinsen für die dritte Regulierungsperiode erscheint im Grundsatz sachgerecht.

4.2.1 Anreizregulierung in den ersten beiden Regulierungsperioden

364. Die Strom- und Gasnetze unterliegen in Deutschland als sog. natürliche Monopole einer Entgeltregulierung durch die Bundesnetzagentur. Diese ist seit dem Jahr 2009 als Anreizregulierung in Form einer Erlösobergrenzenregulierung ausgestaltet. Hierbei wird den Netzbetreibern eine jährliche Obergrenze an Erlösen aus Netzentgelten, die sog. Erlösobergrenze (EOG), zur Erfüllung ihrer Aufgaben vorgegeben. Im Gegensatz zu einer reinen Kostenregulierung, die im Wesentlichen auf eine Erstattung tatsächlicher Kosten abzielt, zielt eine Anreizregulierung auf die Realisierung kostensenkender Effizienzsteigerungen.

365. Die konkrete Ausgestaltung der deutschen Anreizregulierung ist im Wesentlichen in der ARegV geregelt. Ausgangspunkt der Festlegung der individuellen EOG, auf deren Basis die Netzbetreiber die Netzentgelte gemäß Stromnetzentgeltverordnung bzw. Gasnetzentgeltverordnung bestimmen, ist eine Prüfung der individuellen Kostensituation jedes Netzbetreibers sowie ein anschließender Effizienzvergleich. Die Kostenprüfung erfolgt gemäß § 6 Abs. 1 ARegV im vorletzten Jahr vor Beginn der fünfjährigen Regulierungsperiode auf Basis der Daten des zuvor abgeschlossenen Geschäftsjahres, welches als Basis- oder Fotojahr bezeichnet wird. Die Kosten der Netzbetreiber werden dabei in dauerhaft nicht-beeinflussbare und grundsätzlich beeinflussbare Kostenanteile aufgeteilt. Die grundsätzlich beeinflussbaren Kostenanteile gehen anschließend in einen Effizienzvergleich ein, in dem die individuelle Effizienz jedes Netzbetreibers mittels statistischer Verfahren im Vergleich zu anderen Netzbetreibern ermit-

---

[439] UM BW, Konzessionsvergabe, Musterkriterienkatalog als Orientierungshilfe für die Entscheidung über die Einräumung von Wegerechten zum Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen der allgemeinen Versorgung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, a. a. O., S. 3.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

telt wird.[440] Auf Basis der Kostenprüfung und des Effizienzvergleichs wird schließlich gemäß § 7 ARegV nach der in Anlage 1 genannten Regulierungsformel die unternehmensindividuelle EOG ermittelt.[441] Im Effizienzvergleich festgestellte Ineffizienzen sind unter Anwendung eines Verteilungsfaktors über einen bestimmten Zeitraum abzubauen und wirken sich mindernd auf die in den einzelnen Kalenderjahren zulässige EOG aus.[442]

366. Kernbestandteil der Anreizregulierung in den ersten beiden Regulierungsperioden war das sog. Budgetprinzip. Den Netzbetreibern wurde durch die EOG ein jährliches Budget für ihre Geschäftstätigkeit zur Verfügung gestellt, aus dem alle wesentlichen Kosten zu decken und insbesondere Ersatzinvestitionen zu tätigen waren. Da die EOG auf Grundlage der Kosten im Basisjahr festgesetzt und für die Dauer einer Regulierungsperiode weitgehend konstant gehalten wurde, also weder das Abschmelzen der Kapitalkosten aufgrund sinkender Restbuchwerte noch Kostensteigerungen aufgrund von Ersatzinvestitionen unmittelbar in der EOG nachvollzogen wurden, konnten die tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers von den genehmigten Erlösen abweichen. Das Budgetprinzip führte also zu einer Entkopplung von Kosten und Erlösen, wodurch hohe Anreize für kostensenkende Effizienzsteigerungen gesetzt wurden, da die Netzbetreiber durch eine Senkung ihrer Kosten unter das Niveau der genehmigten EOG Zusatzgewinne erwirtschaften konnten. Da die geringeren Kosten der Netzbetreiber zugleich die Ausgangsbasis für die Festlegung der EOG für die nächste Regulierungsperiode waren, profitierten von dieser Systematik zeitverzögert prinzipiell auch die Netznutzer.

367. Ein kontroverser Aspekt war hingegen die Sicherstellung ausreichender Investitionen. Systematisch wurde unter der in den ersten beiden Regulierungsperioden geltenden Anreizregulierung zwischen Ersatz- und Erweiterungs- bzw. Umstrukturierungsinvestitionen unterschieden. Ersatzinvestitionen waren grundsätzlich aus dem Budget der EOG zu finanzieren. Aufgrund des Budgetprinzips kam es bei der Anerkennung von Investitionskosten allerdings zu Zeitverzügen, die zu sog. Sockeleffekten bzw. -beträgen führten. Je nach Investitionszeitpunkt trat zunächst ein negativer Zeitverzug von zwischen drei Jahren (bei einer Investition im Basisjahr) und sieben Jahren (bei einer Investition im Jahr nach dem Basisjahr) auf, bis die zusätzlichen Kosten auf Grundlage der Restbuchwerte im Basisjahr in die EOG für die nächste Regulierungsperiode eingingen. Da den Netzbetreibern bis dahin mehrere Abschreibungen sowie entsprechende Verzinsungsbeträge dauerhaft entgingen, wirkte sich der Zeitverzug negativ auf die Rentabilität der Ersatzinvestition aus. Zur Minimierung des Zeitverzugs hatten die Netzbetreiber daher einen Anreiz, ihre Investitionstätigkeit auf das Basisjahr zu konzentrieren (sog. Basisjahreffekt) und so ihre Erlösmöglichkeiten zu optimieren. Sobald die Investitionskosten in die EOG eingegangen waren, wirkte hingegen ein positiver Zeitverzug zugunsten der Netzbetreiber, da die mit den sinkenden Restbuchwerten einhergehenden sinkenden Kapitalkosten während einer Regulierungsperiode nicht in der EOG nachvollzogen, sondern in Höhe des Basisjahres fixiert wurden. Auch für Anlagen, die das Ende ihrer Nutzungsdauer erreichten, wurden die Kapitalkosten in Höhe des Basisjahres sowie die letzte Abschreibung bis zum Ende der Regulierungsperiode fortgeschrieben

---

[440] Für Übertragungs-, Fernleitungs- sowie Strom- und Gasverteilernetzbetreiber existieren jeweils eigenständige Effizienzvergleiche. Für Übertragungsnetzbetreiber wird ein internationaler Effizienzvergleich, für Verteiler- sowie Fernleitungsnetzbetreiber ein nationaler Effizienzvergleich durchgeführt. Am Effizienzvergleich nehmen nur die Netzbetreiber im Regelverfahren teil. Daneben existiert ein sog. vereinfachtes Verfahren, das kleinere Verteilernetzbetreiber wählen können. Das Ziel dieses Verfahrens ist die Entlastung kleiner Verteilernetzbetreiber vom hohen regulatorischen Aufwand der Anreizregulierung. Die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren nehmen nicht am Effizienzvergleich teil und erhalten einen einheitlich ermittelten Effizienzwert, der sich als gewichteter durchschnittlicher Wert aller bereinigten Effizienzwerte der vorangegangenen Regulierungsperiode bestimmt.

[441] Die EOG ergibt sich aus der jeweils anzuwendenden Regulierungsformel gemäß Anlage 1 ARegV. Sie setzt sie setzt sich zusammen aus den dauerhaft nicht-beeinflussbaren, vorübergehend nicht-beeinflussbaren sowie beeinflussbaren Kostenanteilen. Bei letzteren handelt es sich um die im Effizienzvergleich ermittelte produktive Ineffizienz des Netzbetreibers, die unter Anwendung eines Verteilungsfaktors abzubauen ist. Darüber hinaus wirken sich die Verbraucherpreisentwicklung, der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, das Qualitätselement (nur im Strombereich), volatile Kostenanteile sowie der Saldo des Regulierungskontos auf die Höhe der EOG aus. Bei Verteilernetzbetreibern kann bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode eine Anpassung der EOG zudem durch den sog. Erweiterungsfaktor erfolgen. Ab der dritten Regulierungsperiode wirken sich bei Verteilernetzbetreibern der neu eingeführte Kapitalkostenabgleich sowie ein möglicher Effizienzbonus auf die Höhe der EOG aus. Die für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber maßgebliche Regulierungsformel umfasst keinen Kapitalkostenabgleich, Erweiterungsfaktor oder Effizienzbonus.

[442] Ineffizienzen aus dem ersten Effizienzvergleich waren innerhalb von zwei Regulierungsperioden, solche aus dem zweiten Effizienzvergleich innerhalb von einer Regulierungsperiode abzubauen.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

(sog. goldenes Ende). Die zu Beginn einer Ersatzinvestition unterbleibenden Kapitalrückflüsse aufgrund des negativen Zeitverzugs werden auch als negative Sockelbeträge, die aufgrund des positiven Zeitverzugs über das „reguläre“ Niveau hinausgehenden Kapitalrückflüsse als positive Sockelbeträge bezeichnet.

368. Seitens der Netzbetreiber wurde der Zeitverzug bei Ersatzinvestitionen als wesentliches Investitionshemmnis kritisiert. Bemängelt wurde vor allem, dass die regulatorische Zielrendite über die Projektlaufzeit nicht erreicht werde. Im Evaluierungsbericht wurde diesbezüglich festgestellt, dass das Erreichen der regulatorischen Zielrendite davon abhängig sei, ob eine projektspezifische Betrachtung oder eine Betrachtung des Gesamtnetzes, d. h. unter Einbeziehung der positiven Sockelbeträge aus Altanlagen, vorgenommen werde. Bei einer projektspezifischen Betrachtung, wie sie die Netzbetreiber anlegen, könne sich eine Renditelücke ergeben, bei einer Gesamtnetzbetrachtung, wie sie die Bundesnetzagentur vornimmt, sei hingegen ein grundsätzliches Unterschreiten der regulatorischen Zielrendite bei Ersatzinvestitionen nicht ersichtlich.[443] Vor diesem Hintergrund sah die Bundesnetzagentur mit Blick auf Ersatzinvestitionen keinen regulatorischen Änderungsbedarf und hielt die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber insgesamt für gegeben.

369. Im Gegensatz zu Ersatzinvestitionen waren Erweiterungs- bzw. Umstrukturierungsinvestitionen, etwa aufgrund der Energiewende, nicht aus dem Budget der EOG zu finanzieren. Für diese konnten die Netzbetreiber je nach Art der Investition entweder einen Erweiterungsfaktor oder eine Investitionsmaßnahme beantragen. Durch beide Instrumente erfolgte bei Genehmigung eine Anpassung der EOG auch während der Regulierungsperiode.[444] Seitens der Netzbetreiber wurde vor allem der für Verteilernetzbetreiber relevante Erweiterungsfaktor als Investitionshemmnis kritisiert. Bemängelt wurde hier zum einen ebenfalls ein Zeitverzug.[445] Zum anderen wurde die fehlende Zielgenauigkeit bei der Abbildung von Kosten aus Erweiterungsinvestitionen bemängelt. Auch die Bundesnetzagentur konstatierte im Evaluierungsbericht Anpassungsbedarf beim Erweiterungsfaktor. Durch diesen seien zwar insgesamt mehr Mittel als notwendig für Erweiterungsinvestitionen bereitgestellt worden, es habe allerdings sowohl Über- als auch Unterdeckungen gegeben.[446]

4.2.2 Weg zur Novelle der ARegV

370. Der Novelle der ARegV war ein längerer Evaluierungsprozess vorgeschaltet, dessen Ergebnisse die Bundesnetzagentur am 21. Januar 2015 in ihrem Evaluierungsbericht veröffentlichte.[447] In diesem unterbreitete sie mehrere Vorschläge zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung mit unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen.[448] Die

---

[443] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, S. 170, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf am 18. August 2017.

[444] Eine Investitionsmaßnahme konnten vor allem Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber beantragen. Verteilernetzbetreibern stand dieses Instrument nach einer Änderung der ARegV im Jahr 2013 für Investitionen auf der Hochspannungsebene zur Verfügung. Das Instrument zielte auf eine möglichst genaue Abbildung der tatsächlichen Investitionskosten. Genehmigte Investitionsmaßnahmen gingen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile in die EOG ein. Es kam insofern zu keiner Entkopplung von Kosten und Erlösen, sodass auch keine besonderen Anreize für Innovationen oder zur Kosteneffizienz gesetzt wurden. Der Erweiterungsfaktor konnte von Verteilernetzbetreibern bei einer nachhaltigen Veränderung der Versorgungsaufgabe innerhalb einer Regulierungsperiode beantragt werden. Der Erweiterungsfaktor zielte explizit nicht auf eine maßnahmenscharfe Abbildung von Kosten aus Erweiterungsinvestitionen, sondern führte zu einer Anpassung der EOG in Abhängigkeit bestimmter Strukturparameter, sodass die bereitgestellten Mittel die tatsächlichen Kosten sowohl unter- als auch überdecken konnten. Durch diese Entkopplung von Kosten und Erlösen setzte der Erweiterungsfaktor Anreize zur Kosteneffizienz bei Erweiterungsinvestitionen.

[445] Der Zeitverzug beim Erweiterungsfaktor betrug 0,5 bis 1,5 Jahre. Ursächlich hierfür war, dass Änderungen der Strukturparameter erst dann in der EOG berücksichtigt wurden, wenn diese auch erfolgt waren. Bei der Investitionsmaßnahme bestand seit einer Änderung der ARegV im Jahr 2013 kein Zeitverzug mehr.

[446] Gleichzeitig unterstrich die Bundesnetzagentur aber, dass durch den Erweiterungsfaktor eine maßnahmenscharfe Abbildung von Kosten weder geleistet werden könne noch solle.

[447] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O.

[448] Die Handlungsvorschläge umfassten sog. modellunabhängige Empfehlungen, die zu einer Verbesserung des Regulierungssystems führen sollten, ohne in dessen Grundsystematik einzugreifen, sowie vier eigenständige Modellvorschläge, die mit stärkeren Eingriffen in das bestehende System der Anreizregulierung einhergingen. Bei letzteren handelte es sich um die ARegV 2.0, die diffe-

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Bundesnetzagentur selbst sprach sich gegen einen umfassenden Wechsel des Regulierungssystems aus und plädierte für eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Anreizregulierung unter Beibehaltung des Budgetprinzips (sog. Modell ARegV 2.0). Hintergrund dieser Empfehlung war nicht zuletzt, dass im Rahmen der Evaluierung keine umfassenden Hemmnisse für Investitionen identifiziert worden waren, die eine Abkehr vom Budgetprinzip zugunsten eines stärker kostenorientierten Regulierungssystems erforderlich gemacht hätten. Wesentlicher Bestandteil des Modells ARegV 2.0 war eine Überarbeitung des umstrittenen Erweiterungsfaktors, um dessen Zielgenauigkeit zu erhöhen und den Zeitverzug abzuschaffen. Ergänzend sollten besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber im Rahmen einer differenzierten Regulierung einen erleichterten Zugang zum Instrument der Investitionsmaßnahme erhalten, um ausreichende Erweiterungsinvestitionen tätigen zu können. Nicht zuletzt unterbreitete die Bundesnetznetzagentur mehrere Vorschläge, welche unabhängig vom konkreten künftigen Regulierungssystem waren. Zu diesen modellunabhängigen Handlungsmöglichkeiten gehörte insbesondere die Einführung eines Effizienzbonus oder Efficiency-Carry-Over zur Förderung mittel- bis langfristig wirkender innovativer Investitionen.

371. In seinem Eckpunktepapier „Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze“ vom 16. März 2015 folgte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zunächst weitgehend den Empfehlungen der Bundesnetzagentur.[449] In den Eckpunkten wurde zwar darauf verwiesen, dass der erhebliche Investitionsbedarf im Rahmen der Energiewende eine Novelle der ARegV und die Schaffung eines modernen Investitionsrahmens für die Verteilernetze erforderlich mache. Die konkreten Vorschläge zielten allerdings primär auf eine behutsame Weiterentwicklung der ARegV unter Beibehaltung des Budgetprinzips. Die Investitionsbedingungen sollten unter anderem durch eine Abschaffung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor verbessert werden. Zudem sollten die Parameter zur Bestimmung des Erweiterungsfaktors passgenauer ausgestaltet werden, um dessen Zielgenauigkeit zu erhöhen und Über- oder Unterdeckungen der tatsächlichen Kosten zu reduzieren. Für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber sollte – wie von der Bundesnetzagentur empfohlen – gegebenenfalls das Instrument der Investitionsmaßnahme geöffnet werden, damit die Kosten aus Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen unmittelbar auf Plankostenbasis in die Erlösobergrenze eingehen. Zur Stärkung von Effizienzanreizen wurde unter anderem die Einführung eines Effizienzbonus erwogen. Zudem sollte der Effizienzvergleich in mehreren Punkten angepasst werden. Die Vielfalt der Verteilernetze sollte durch die freie Auswahl der Vergleichsparameter durch die Bundesnetzagentur stärker berücksichtigt, das Best-of-Four-Verfahren bei der Ermittlung der Effizienzwerte durch einen Durchschnittseffizienzwert ersetzt werden und die Dateneinhüllungsanalyse (DEA) zukünftig auf Basis konstanter anstatt nicht-fallender Skalenerträge erfolgen.[450] Weitere Vorschläge betrafen das vereinfachte Verfahren, durch das kleine Netzbetreiber vom regulatorischen Aufwand der Anreizregulierung bzw. des Effizienzvergleichs entlastet werden.[451] Hier sollte zum einen eine Absenkung der zur Teilnahme geltenden Schwellenwerte von 15.000 auf 7.500 angeschlossene Kunden für Gasnetzbetreiber bzw. von 30.000 auf 15.000 angeschlossene Kunden für Stromnetzbetreiber geprüft werden, damit mehr Netzbetreiber am Regelverfahren teilnehmen. Zum anderen sollte der bis dahin geltende pauschale prozentuale Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten von 45 Prozent gesenkt werden, da dieser nach den Ergebnissen des Evaluierungsberichts bislang zu hoch war. Nicht zuletzt wurde eine Erhöhung der Transparenz der Regulierung angestrebt.

renzierte Regulierung, den Gesamtkostenabgleich mit Bonus sowie den Kapitalkostenabgleich. Zu den einzelnen Modellvorschlägen siehe BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 419 ff.

[449] Vgl. BMWi, Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze, 16. März 2015, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/moderner-regulierungsrahmen-fuer-moderne-verteilernetze.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Abruf am 18. August 2017.

[450] Bei der Ermittlung der Effizienzwerte kommen zwei unterschiedliche statistische Methoden zur Anwendung, zum einen die nichtparametrische Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA), zum anderen die parametrische stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA). Beide Methoden werden jeweils mit tatsächlichen Kosten und standardisierten Kosten (Aufwandsparametern) durchgeführt, sodass sich insgesamt vier Effizienzwerte pro Netzbetreiber ergeben. Im Best-of-Four-Verfahren wird von diesen vier Effizienzwerten der beste ausgewählt.

[451] Zum vereinfachten Verfahren siehe auch Fn. 440 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

372. Das Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie stieß ebenso wie die Empfehlungen der Bundesnetzagentur insbesondere bei den Verteilernetzbetreibern auf Kritik. Die Empfehlungen seien insgesamt nicht geeignet, um die Investitionsbedingungen in den Verteilernetzen zu verbessern. Einige der Eckpunkte würden sogar zu einer Verschlechterung gegenüber der bisherigen Anreizregulierung führen.[452] Kritisiert wurden etwa die Verschärfung des Effizienzvergleichs und die vorgesehene Absenkung der Schwellenwerte zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren. Zudem wurde bemängelt, dass der Zeitverzug in den Verteilernetzen lediglich für Erweiterungsinvestitionen, nicht jedoch für Ersatzinvestitionen beseitigt werde. Insgesamt wurde mit Blick auf die Verteilernetze für ein stärker kostenorientiertes Regulierungsmodell plädiert und die Einführung der sog. Investitionskostendifferenz (IKD) empfohlen.[453]

373. Entgegen der Empfehlung der Bundesnetzagentur und anders als im Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sah der im April 2016 veröffentlichte Referentenentwurf zur Novelle der ARegV mit der Abkehr vom Budgetprinzip und der Einführung eines Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber umfangreichere Änderungen vor.[454] In der Begründung zum Verordnungsentwurf wurde nunmehr darauf verwiesen, dass eine nur teilweise Weiterentwicklung der ARegV nicht geeignet sei, die Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber ausreichend zu verbessern. Kritisiert wurde vor allem, dass hierdurch weder der Zeitverzug noch die Mängel des Erweiterungsfaktors beseitigt würden. Inhaltlich wurde der Referentenentwurf im Verordnungsgebungsverfahren noch punktuell angepasst. Dem am 1. Juni 2016 verabschiedeten Regierungsentwurf[455] stimmte der Bundesrat am 8. Juli 2016 nach Maßgabe von Änderungen[456] zu, welche das Bundeskabinett am 3. August 2016 billigte.[457] Am 16. September 2016 wurde die Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung im Bundesgesetzblatt veröffentlicht und trat am darauffolgenden Tag in Kraft.[458]

4.2.3 Kernpunkte der Novelle der ARegV

374. Durch die Novelle der ARegV sollen im Wesentlichen drei Ziele erreicht werden, (1) eine Verbesserung der Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber, (2) eine Stärkung technologieneutraler[459] Effizienzanreize und (3) eine Erhöhung der Transparenz der Regulierung.[460] Die Änderungen betreffen vorwiegend die Verteilernetzbetreiber, für die ein auf einem Abgleich der Kapitalkosten basierendes Regulierungssystem eingeführt wird. Für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber bleibt hingegen das bisherige Anreizregulierungssystem weitgehend erhalten. Einzelne Regelungen, insbesondere solche zur Erhöhung der Transparenz, betreffen alle Netzbetreiber.

---

[452] Vgl. BDEW, Stellungnahme zu den BMWi-Eckpunkten zur ARegV-Novelle vom 16. März 2015, 28. April 2015, https://www.bdew.de/internet.nsf/id/35FBF0FF213240B2C1257E3700454BC1/$file/BDEW_Stellungnahme_BMWi_Eckpunkte_Novelle_ARegV_28042015_web.pdf, Abruf am 18. August 2017.

[453] Zur IKD siehe auch BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 379 ff.

[454] Verordnungsentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 19. April 2016, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/XYZ/zweite-verordnung-aenderung-anreizregulierung-referentenentwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=6, Abruf am 18. August 2017.

[455] Verordnungsentwurf der Bundesregierung, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BR-Drs. 296/16 vom 2. Juni 2016, http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0201-0300/296-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Abruf am 18. August 2017.

[456] Beschluss des Bundesrates, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BR-Drs. 296/16 (Beschluss) vom 8. Juli 2016, http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0201-0300/296-16%28B%29.pdf?__blob=publicationFile& v=1, Abruf am 18. August 2017.

[457] BMWi, Kabinett billigt Anreizregulierungsverordnung, Pressemittelung vom 3. August 2016, http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2016/20160803-kabinett-billigt-anreizregulierungsverordnung.html, Abruf am 18. August 2017.

[458] Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BGBl. Teil I Nr. 44 vom 14. September 2016, S. 2147.

[459] Technologieneutralität bedeutet, dass durch die Regulierung keine spezifischen Anreize für die Netzbetreiber zum Einsatz einer bestimmten Technologie gesetzt werden. Unter einer technologieneutralen Regulierung werden weder kapitalkostenlastige noch betriebskostenlastige Maßnahmen einseitig bevorzugt.

[460] BMWi, Kabinett billigt Anreizregulierungsverordnung, a. a. O.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

375. Eine Verbesserung der Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber soll im Wesentlichen durch die Abschaffung des Zeitverzugs bei der Anerkennung von Kapitalkosten aus Investitionen erreicht werden. Hierzu wird für Verteilernetzbetreiber das bisherige Budgetprinzip für Kapitalkosten aufgegeben und stattdessen ein jährlicher Kapitalkostenabgleich eingeführt, sodass künftig Veränderungen bei den Kapitalkosten aufgrund von Investitionen sowie sinkenden Restbuchwerten unmittelbar in der EOG nachvollzogen werden. Der Kapitalkostenabgleich setzt sich zusammen aus einem Kapitalkostenabzug (§ 6 Abs. 3 ARegV) und einem Kapitalkostenaufschlag (§ 10a ARegV). Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenabzugs und des Kapitalkostenaufschlags sind jeweils die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer sowie des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen. Eine zusätzliche an die Veränderung der Kapitalkosten geknüpfte Betriebskostenpauschale (OPEX-Pauschale) wird nicht gewährt.

376. Der Kapitalkostenabzug ist vor Beginn der Regulierungsperiode für jedes Jahr der Regulierungsperiode durch die Regulierungsbehörde zu ermitteln. Er ergibt sich aus den im Ausgangsniveau der EOG enthaltenen Kapitalkosten abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten für das jeweilige Jahr der Regulierungsperiode. Durch den Kapitalkostenabzug wird somit berücksichtigt, dass aus dem zeitlichen Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Sachanlagegüter auch sinkende Kapitalkosten resultieren. Investitionen, die nach dem Basisjahr der Regulierungsperiode getätigt werden, werden bei der Ermittlung des Kapitalkostenabzugs nicht berücksichtigt, sondern über den Kapitalkostenaufschlag erfasst.

377. Der Kapitalkostenaufschlag wird auf Antrag für Kapitalkosten aus Neuinvestitionen, die nach dem Basisjahr getätigt wurden und daher nicht in die Festlegung der EOG eingeflossen sind, gewährt. Anders als in der bisherigen Anreizregulierung findet keine Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen statt. Die getätigten oder geplanten Investitionen sowie die hieraus resultierenden Kapitalkosten sind der Regulierungsbehörde darzulegen und auf Ist-Kosten- bzw. bei geplanten Investitionen auf Plankostenbasis nachzuweisen. Die Berechnung des Kapitalkostenaufschlags erfolgt auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Neuinvestition. Als kalkulatorischer Zinssatz findet ein standardisierter Mischzinssatz Anwendung, sodass jede Neuinvestition bis zu Beginn der nächsten Regulierungsperiode netzbetreiberunabhängig gleich verzinst wird.

378. Aufgrund der Einführung des Kapitalkostenabgleichs und der Abkehr vom Budgetprinzip für Kapitalkosten entfallen für Verteilernetzbetreiber der Erweiterungsfaktor sowie die Investitionsmaßnahme als bisherige Instrumente zur Berücksichtigung von Erweiterungs- bzw. Umstrukturierungsinvestitionen innerhalb einer Regulierungsperiode. Gleiches gilt prinzipiell für den in der EOG bislang enthaltenen positiven Sockelbetrag, der Netzbetreibern vor allem zur Finanzierung von Ersatzinvestitionen zur Verfügung stand. Für die Dauer der dritten Regulierungsperiode besteht allerdings gemäß § 34 Abs. 5 ARegV eine Übergangsregelung, derzufolge der Kapitalkostenabzug auf Kapitalkosten aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter im Zeitraum vom 1. Januar 2007 bis zum 31. Dezember 2016 keine Anwendung findet. Für diese Investitionen wird der positive Sockelbetrag somit für die dritte Regulierungsperiode beibehalten. Begründet wird dies mit der Abmilderung eventueller mit dem Systemwechsel einhergehender Härtefälle. Die Regelung soll einen Ausgleich zwischen den möglichen Renditeeinbußen einzelner Netzbetreiber durch den Wechsel des Regulierungssystems und den Interessen der Netzkunden darstellen. Die finanzielle Belastung aus der Gewährung des Übergangssockels wird auf jährlich ca. EUR 360 Mio. für den Zeitraum von 2018/2019 bis 2022/2023 beziffert. Der Bundesrat hat die Bundesregierung in einem Entschließungsantrag zudem dazu aufgefordert, während der dritten Regulierungsperiode eine Ausweitung des Übergangssockels auf die vierte Regulierungsperiode zu prüfen.[461]

379. Als weiteres Ziel der Novelle wird die Stärkung von Effizienzanreizen genannt. Diese sei erforderlich, weil ein ausschließlich auf einem Kapitalkostenabgleich basierendes Regulierungssystem Anreize zu kapitalintensiven, ineffizienten und teuren Lösungen setze. Um Investitionen in innovative und intelligente Netztechnologien mit häufig langfristigen Effizienzpotenzialen anzureizen, wird speziell für Verteilernetzbetreiber ein sog. Effizienzbonus (§ 12a ARegV) eingeführt, wie er in ähnlicher Form im Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur vorgeschlagen

---

[461] Beschluss des Bundesrates, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BR-Drs. 296/16 (Beschluss) vom 8. Juli 2016, S. 18 f.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

wurde. Den Bonus in Form eines Aufschlags auf die EOG für die Dauer einer Regulierungsperiode können nur Verteilernetzbetreiber erhalten, die im Effizienzvergleich nach der DEA-Methode einen Effizienzwert von 100 Prozent erzielt haben. Anders als im bisherigen Regulierungsmodell, in dem Effizienzgewinne vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode vollständig abgeschöpft wurden, können damit besonders effiziente Verteilernetzbetreiber über eine Regulierungsperiode hinaus aus bereits erfolgten Effizienzanstrengungen profitieren. Die Ermittlung des Effizienzbonus erfolgt auf Grundlage der Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nummer 5 Satz 9 ARegV. Der Supereffizienzwert eines Netzbetreibers entspricht der Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse abzüglich der individuellen Effizienzwerte aus der nicht-parametrischen Methode des Effizienzvergleichs, also der DEA, und kann maximal fünf Prozent betragen. Der individuelle Effizienzbonus ergibt sich aus der Multiplikation des individuellen Supereffizienzwertes mit den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen und ist gleichmäßig über die Regulierungsperiode zu verteilen.

380. Die Novelle führt zudem zu Anpassungen im Effizienzvergleich. Wesentliches Ziel ist eine Erhöhung der Nachvollziehbarkeit des Effizienzvergleichs sowie der ermittelten Effizienzwerte. Zum einen soll die Bundesnetzagentur die Vergleichsparameter im Effizienzvergleich auf Grundlage von § 13 Abs. 3 ARegV zukünftig selbst ermitteln. Der bisherige § 13 Abs. 4 ARegV, der für die erste und zweite Regulierungsperiode Pflichtparameter vorgab, entfällt. Hierdurch soll verhindert werden, dass der Effizienzvergleich durch die Vorgabe einzelner Vergleichsparameter, welche die Unterschiede zwischen Netzbetreibern nicht sachgerecht abbilden, verzerrt wird. Zum anderen werden bei der Dateneinhüllungsanalyse gemäß Anlage 3 (zu § 12) Nummer 4 ARegV zukünftig konstante anstelle nichtfallender Skalenerträge angenommen, sodass alle am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber unabhängig von ihrer Größe miteinander verglichen werden. Festgehalten wird hingegen an der Best-of-Four-Regelung, sodass weiterhin nur der beste der ermittelten Effizienzwerte und kein Durchschnittseffizienzwert herangezogen wird (§ 12 Abs. 3 ARegV).[462]

381. Mit Blick auf das zur Entlastung kleiner Netzbetreiber existierende vereinfachte Verfahren wird die im Eckpunktepapier erwogene Absenkung der Schwellenwerte nicht vollzogen. Begründet wird dies mit Unsicherheiten, die mit einer Absenkung einhergehen und die sich negativ auf den Wechsel des Regulierungssystems bei Verteilernetzbetreibern auswirken könnten. Die Bundesnetzagentur soll stattdessen zunächst zusätzliche Informationen über die am vereinfachten Verfahren teilnehmenden Netzbetreiber evaluieren. Angepasst wird hingegen der pauschale Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dieser wird gemäß § 24 Abs. 2 ARegV von pauschal 45 Prozent auf fünf Prozent zuzüglich vorgelagerter Netzkosten und vermiedener Netzentgelte reduziert, weil Erfahrungen aus dem Regelverfahren gezeigt haben, dass der bisherige Wert zu hoch angesetzt war.

382. Kleinere Änderungen ergeben sich beim generellen sektoralen Produktivitätsfaktor sowie beim Qualitätselement im Gasbereich. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor wird zukünftig, wie bereits vor der Novelle vorgesehen, von der Bundesnetzagentur ermittelt und nicht mehr normativ durch den Verordnungsgeber vorgegeben. Eine Ergänzung von § 9 Abs. 3 ARegV ermöglicht der Bundesnetzagentur, hierbei auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren zu verzichten. Im Gasbereich wird auf die bisher vorgesehene automatische Einführung eines Qualitätselements im Laufe der zweiten Regulierungsperiode verzichtet und die Entscheidung über eine künftige Einführung in das Ermessen der Bundesnetzagentur gelegt. Diese kann gemäß § 19 Abs. 2 ARegV ein Qualitätselement zu Beginn oder im Laufe einer späteren Regulierungsperiode einführen, soweit hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen.

383. Durch eine Überarbeitung von § 31 ARegV werden ferner neue Veröffentlichungspflichten eingeführt. Durch eine gesetzliche Ermächtigung zur Veröffentlichung unterschiedlicher nicht anonymisierter Informationen sollen das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung insgesamt transparenter und die Veröffentlichungspraxis vereinheitlicht werden. Unter anderem haben die Regulierungsbehörden künftig auf ihren Internetseiten netzbetreiberbezogen in nicht anonymisierter Form den Wert der kalenderjährlichen EOG sowie den angepassten Wert der kalenderjährlichen EOG, die Effizienzwerte sowie die im Effizienzvergleich verwendeten Aufwands- und Ver-

[462] Zur Best-of-Four-Regelung siehe auch Fn. 450 in diesem Gutachten.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

gleichsparameter, die Supereffizienzwerte, den Effizienzbonus sowie den Kapitalkostenaufschlag zu veröffentlichen.

384. Schließlich ist eine erneute Evaluierung der Anreizregulierung vorgesehen. Nach § 33 Abs. 1 ARegV wird die Bundesnetzagentur dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bis zum 31. Dezember 2023 einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorlegen. Dieser soll Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen beinhalten.

4.2.4 Bewertung der Novelle der ARegV

385. Im Folgenden werden die wichtigsten Änderungen der Novelle der ARegV und ihre Auswirkungen genauer betrachtet. Hierzu gehören vor allem die Einführung eines jährlichen Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber und der hiermit einhergehende Wegfall des Budgetprinzips für Kapitalkosten. Eine weitere wichtige Neuerung betrifft die Einführung eines Effizienzbonus. Darüber hinaus werden Anpassungen an etablierten Elementen des bisherigen Regulierungssystems beleuchtet, etwa beim Effizienzvergleich sowie dem vereinfachten Verfahren.

Auswirkungen des Kapitalkostenabgleichs

386. Mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs ändert sich die Systematik der bisherigen Anreizregulierung für Verteilernetzbetreiber. Das Budgetprinzip für Kapitalkosten entfällt zugunsten eines insgesamt stärker kostenorientierten Regulierungselements. Durch diesen veränderten Regulierungsansatz verfolgt der Verordnungsgeber primär das Ziel, ausreichende Investitionen in die Verteilernetze sicherzustellen. Die Novelle sei erforderlich, um dem erhöhten Investitionsbedarf im Zuge der Energiewende Rechnung zu tragen. Insofern wird auch das Ziel des Koalitionsvertrags adressiert, die Rahmenbedingungen für die Verteilernetze durch eine zeitnahe Refinanzierung von Investitionen investitionsfreundlich auszugestalten.[463] Anders als unter der bisherigen Anreizregulierung misst der Verordnungsgeber mit der novellierten Anreizregulierung Investitionsanreizen einen insgesamt höheren Stellenwert bei, wenngleich weiterhin Elemente zur Hebung von Effizienzen vorgesehen sind.

387. Der grundsätzlich bestehende Investitionsbedarf in den Verteilernetzen aufgrund der Energiewende ist weitgehend unbestritten. Weniger eindeutig ist, ob der nun erfolgte Systemwechsel für Verteilernetzbetreiber zur Sicherstellung ausreichender Investitionen erforderlich war. Zumindest der Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur hat – wie bereits erwähnt – keine solche Notwendigkeit aufgezeigt. Demnach wurde die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber durch die ARegV insgesamt sichergestellt.[464] Vor diesem Hintergrund hatte sich die Bundesnetzagentur im Evaluierungsbericht gegen einen umfangreichen Wechsel des Regulierungssystems und für eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung unter Festhalten am Budgetprinzip ausgesprochen.[465] Auch die Begründung zum Regierungsentwurf zur Novelle der ARegV enthält keine näheren Informationen, aus der sich die Notwendigkeit eines Wechsels des Regulierungssystems zweifelsfrei ergibt. Stattdessen wird lediglich festgestellt, dass durch eine nur teilweise Anpassung der ARegV keine ausreichende Verbesserung der Investitionsbedingungen erzielt werden könne und es systematischer Änderungen bedürfe, um die Anreizregulierung energiewendetauglich zu machen.[466] Insbesondere der Erweiterungsfaktor sei für die Herausforderungen der Energiewende nicht geeignet. Diese Ausführungen stellen eine erhebliche Abkehr vom Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirt-

---

[463] Vgl. Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, a. a. O., S. 58.

[464] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 365.

[465] Auf Basis dieser Ergebnisse hatte sich auch die Monopolkommission in ihrem letzten Sondergutachten gegen einen Wechsel zu einem stärker kostenorientierten Regulierungssystem ausgesprochen und stattdessen die Weiterentwicklung der Anreizregulierung entsprechend den Vorschlägen der Bundesnetzagentur und die Einführung eines stärker wettbewerbsorientierten Regulierungssystems zur vierten Regulierungsperiode befürwortet; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 541.

[466] Verordnungsentwurf der Bundesregierung, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BR-Drs. 296/16 vom 2. Juni 2016, S. 27.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

schaft und Energie vom März 2015 dar, in dem noch an der Grundsystematik des bisherigen Regulierungssystems festgehalten werden sollte.

388. Unabhängig von dem Erfordernis eines Systemwechsels ist die konkrete Ausgestaltung des neuen Regulierungssystems für die Verteilernetze und dessen Auswirkungen auf Investitions-, Effizienz- und Innovationsanreize zu analysieren. Wie dargestellt, war ein Hauptkritikpunkt an der bisherigen Anreizregulierung der Zeitverzug bei der Anerkennung von Investitionen. Dieser Kritik wird durch den Verordnungsgeber mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs weitgehend Rechnung getragen. Zusätzliche Kapitalkosten aus Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen, welche unter dem Kapitalkostenabgleich nicht mehr unterschieden werden, gehen ab der dritten Regulierungsperiode unmittelbar in die EOG ein, sodass der bisherige Zeitverzug bei der Anerkennung von Kapitalkosten entfällt und starke Investitionsanreize gesetzt werden. Hiermit einher geht eine weitgehende Reduzierung des Basisjahreffektes im Hinblick auf Kapitalkosten. Prinzipiell besteht zwar nunmehr ein Anreiz, Investitionen verstärkt in dem Jahr nach dem Basisjahr zu tätigen, da die Effizienzvorgaben auf den Kapitalkostenaufschlag keine Anwendung finden und die zusätzlichen Kapitalkosten so mit einem größtmöglichen Zeitverzug erstmals in den Effizienzvergleich eingehen.[467] Allerdings ist fraglich, inwieweit ein solcher Anreiz zur Verlagerung von Investitionen in Anbetracht der häufig sehr langen Nutzungsdauern von Anlagen in der Praxis tatsächlich von Relevanz ist. Für Betriebskosten bleibt der Anreiz zur Verlagerung ins Basisjahr hingegen grundsätzlich erhalten, wobei diesem Anreiz durch den auf Gesamtkostenbasis erfolgenden Effizienzvergleich entgegengewirkt wird.[468]

389. Abgesehen von den im Zentrum der Novelle stehenden verbesserten Investitionsanreizen bringt die Einführung des Kapitalkostenabgleichs mit Blick auf Effizienz- und Innovationsanreize einige Nachteile mit sich. Während von der bisherigen Anreizregulierung aufgrund des Budgetprinzips und der Entkopplung von Kosten und Erlösen im Zusammenspiel mit dem Effizienzvergleich starke Effizienzanreize ausgingen, sind diese beim Kapitalkostenabgleich deutlich reduziert. Dieser setzt vielmehr Anreize für einen kapitalintensiven Netzausbau, zum einen weil durch den Kapitalkostenaufschlag zusätzlich anfallende Kapitalkosten zeitnah in der EOG berücksichtigt werden, zum anderen weil für die Betriebskosten weiterhin das Budgetprinzip gilt. Letzteres führt dazu, dass der aufgrund des unmittelbaren Abgleichs der Kapitalkosten ohnehin bestehende Anreiz zur Bevorzugung kapitalintensiver Lösungen und die hiermit einhergehende Möglichkeit eines ineffizient hohen Kapitaleinsatzes (sog. Averch-Johnson-Effekt) sogar noch verstärkt wird.[469] Die insgesamt geringeren Effizienzanreize können auch durch den weiterhin auf Gesamtkostenbasis erfolgenden Effizienzvergleich nur bedingt aufgefangen werden, da es sich bei diesem um einen relativen Vergleich der Netzbetreiber untereinander handelt, sodass sich eine systematische Verzerrung zugunsten der Kapitalkosten nur begrenzt erfassen lässt.[470] Für die Betriebskosten bestehen demgegenüber aufgrund der Beibehaltung des Budgetprinzips hohe Effizienzanreize.

390. Einher mit den verringerten Effizienzanreizen geht zudem tendenziell eine Verzerrung der Innovationsanreize, vorausgesetzt die relevanten innovativen Lösungen sind betriebskostenlastig. In diesem Fall führt der Kapitalkostenabgleich zu einer Benachteiligung „smarter“ Investitionen gegenüber kapitalintensiven Netzausbaustrategien.[471] In diesem Zusammenhang ist der Verzicht auf die Einführung einer Betriebskostenpauschale (OPEX-

---

[467] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 377.

[468] Vgl. ebenda.

[469] Der Anreiz zur Ausweitung von Kapitalkosten einerseits und zur Senkung von Betriebskosten andererseits ergibt sich aus dem Umstand, dass die Netzbetreiber Gewinne zum einen durch die regulatorisch festgelegte Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals und zum anderen durch eine Senkung von Betriebskosten erwirtschaften können. Dementsprechend bestehen einerseits ein Anreiz, kapitalintensiv zu investieren, und andererseits ein Anreiz zur Reduzierung von Betriebskosten durch Rationalisierungsmaßnahmen.

[470] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 377.

[471] Es werden allerdings nicht alle smarten Investitionen im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs per se benachteiligt. So gehen etwa Entschädigungskosten aufgrund der Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen auf Plankostenbasis als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in die EOG ein. Diese Zurechnung kann allerdings ihrerseits bezweifelt werden, da eine Abregelung letztlich eine Alternative zum Netzausbau darstellt; vgl. Elsenbast, W. u. a., Was bringt die Anreizregulierung „2.1“?, Wirtschaftsdienst 97(1), 2017, S. 68, 70.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Pauschale) zwar prinzipiell positiv zu bewerten, da diese ihrerseits wie ein Zinsaufschlag wirkt und daher zusätzliche Anreize für kapitalintensive Investitionen setzt. Dessen ungeachtet ist eine stärkere Berücksichtigung von Betriebskosten zur Vermeidung verzerrter Investitions- und Innovationsanreize allerdings grundsätzlich geboten. Bei der Weiterentwicklung des Regulierungssystems sollte insofern kritisch geprüft werden, wie die bestehende Verzerrung zukünftig vermieden werden kann.

Beibehaltung eines Übergangssockels

391. Ein wichtiger Diskussionspunkt betrifft den mit dem Kapitalkostenabzug einhergehenden Wegfall des im Rahmen des Budgetansatzes bislang gewährten positiven Sockelbetrages, der den Netzbetreibern insbesondere zur Finanzierung von Ersatzinvestitionen zur Verfügung stand. Konzeptionell ist zu unterscheiden zwischen Investitionen, die (1) vor Einführung der Anreizregulierung, (2) unter Geltung des Budgetprinzips und (3) unter Geltung des Kapitalkostenabgleichs getätigt wurden bzw. werden. Für Investitionen, die vor der Anreizregulierung getätigt wurden, ist der Wegfall des positiven Sockelbetrags schon allein deshalb geboten, weil für diese Investitionen zu keinem Zeitpunkt ein negativer Sockelbetrag angefallen war, der möglicherweise durch spätere positive Sockelbeträge ausgeglichen werden müsste. Für unter dem Kapitalkostenabgleich getätigte Investitionen ist der Wegfall des positiven Sockelbetrages ebenfalls zwingend, da die mit diesen Investitionen verbundenen Kosten direkt in die Erlösobergrenze eingehen, sodass die Netzbetreiber ohne Zeitverzug entsprechende Rückflüsse erhalten. In beiden Fällen würde der Fortbestand des positiven Sockelbetrags zu ungerechtfertigten Zusatzrenditen der Netzbetreiber führen.

392. Umstritten ist demgegenüber der vorgesehene Wegfall des positiven Sockelbetrags für Anlagen, die während der Anreizregulierung im Zeitraum vom 1. Januar 2007 bis einschließlich 31. Dezember 2016 erstmals aktiviert wurden. Wie bereits erwähnt, gilt für diese Anlagen eine Übergangsregelung, welche die Beibehaltung des positiven Sockeleffekts zunächst für die dritte Regulierungsperiode vorsieht. Von den Netzbetreibern wird diese Übergangsregelung als zu kurz kritisiert und eine Beibehaltung des positiven Sockeleffekts über die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen gefordert. Sie weisen darauf hin, dass andernfalls getätigte Investitionen rückwirkend substanziell entwertet würden, dass Eigenkapital vernichtet und dass das Vertrauen in den Regulierungsrahmen beschädigt würde. Die Übergangsregelung reiche nicht aus, um die Nachteile aus dem anfänglichen Zeitverzug von bis zu sieben Jahren zu kompensieren. Die Bundesnetzagentur lehnt demgegenüber eine Beibehaltung dieses positiven Sockeleffektes im Modell des Kapitalkostenabgleichs als systemwidrig ab. Da die Kosten für Ersatzinvestitionen künftig bereits durch den Kapitalkostenabgleich finanziert würden, gebe es keine ökonomische Rechtfertigung für eine Beibehaltung des positiven Sockeleffektes.

393. Der Grund für die unterschiedliche Einschätzung von Bundesnetzagentur und Netzbetreibern sind die bereits eingangs erwähnten unterschiedlichen Ansichten zur Beurteilung von Investitionsentscheidungen im Netzbereich. Die Netzbetreiber legen ihrer Einschätzung eine investitionstheoretische Betrachtung der einzelnen Investition zugrunde und sehen daher ein Erfordernis, den anfänglichen negativen Sockelbetrag aufgrund des Zeitverzugs durch die Beibehaltung des positiven Sockeleffekts bis zum Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer weitgehend auszugleichen. Dieser Ansatz entspricht der betriebswirtschaftlichen Logik einer projektspezifischen Einzelinvestitionsbetrachtung. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist diese projektspezifische Betrachtung nicht auf den Netzbereich übertragbar. Entscheidend ist demnach nicht die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Investition, sondern jene des Gesamtnetzes. Dementsprechend hat sie auch bereits in der Vergangenheit die positiven Sockelbeträge aus Altanlagen, die vor Einführung der Anreizregulierung aktiviert wurden und für die zu keinem Zeitpunkt negative Sockelbeträge angefallen waren, bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mitberücksichtigt, da diese den Netzbetreibern als Mittel für die Innenfinanzierung von Ersatzinvestitionen zur Verfügung stehen. Demgegenüber betrachten die Netzbetreiber diese Sockelbeträge als „windfall profits“.[472]

394. Aus Sicht der Monopolkommission ist zunächst festzustellen, dass von dem Übergangssockel selbst keine direkte Anreizwirkung für zukünftige Investitionen unter dem Kapitalkostenabgleich ausgeht. Zwar könnte argu-

[472] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 156 ff.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

mentiert werden, dass der Wegfall der Sockelbeträge das Vertrauen in das Regulierungssystem beeinträchtigt. Es erscheint aber fraglich, dass unter dem bisher geltenden Budgetprinzip der Anreizregulierung ein schutzwürdiges Vertrauen hinsichtlich des Fortbestands des Sockelbetrags konkreter Investitionsentscheidungen aufgebaut werden konnte. Insofern ist darauf hinzuweisen, dass die Anreizregulierung unter dem Budgetprinzip eben nicht die einzelne Investition im Blick hatte, sondern den Netzbetreibern ein Budget zur Verfügung gestellt wurde, aus dem diese ihre Kosten insgesamt decken sollten. Dass in diesem System nicht die einzelne Investitionsentscheidung im Fokus stand, zeigt auch der Umstand, dass die Rendite einer Ersatzinvestition faktisch auch vom Aktivierungsjahr abhing, wobei die höchste Rendite im Regelfall bei einer Aktivierung im Basisjahr zu erzielen war, da hierdurch der negative anfängliche Zeitverzug minimiert wurde und damit der negative Sockelbetrag am geringsten ausfiel.

395. Letztlich handelt es sich bei der Diskussion um den Fortbestand des Sockelbetrags somit vor allem um eine Verteilungsfrage, welche vom Verordnungsgeber zu beantworten ist. Der Verordnungsbegründung lässt sich diesbezüglich entnehmen, dass der Verordnungsgeber im Grundsatz die Sichtweise der Bundesnetzagentur zu teilen scheint. So wird explizit darauf hingewiesen, dass die Refinanzierung der getätigten Investitionen durch die bereitgestellten Budgets der EOG in den ersten beiden Regulierungsperioden sowie die künftige Anerkennung der Kapitalkosten gesichert sei und daher kein Anspruch auf einen Fortbestand des positiven Sockels bestünde.[473] Der Übergangssockel werde dennoch gewährt, um individuelle Härtefälle im Rahmen der Umstellung des Regulierungssystems abzufedern, wobei die Beschränkung auf die dritte Regulierungsperiode einen Ausgleich zwischen den Interessen der Netzbetreiber und jenen der Netzkunden darstelle. Faktisch stellt der Übergangssockel somit vor allem eine politische Kompromisslösung dar.

396. Grundsätzlich ist aus Sicht der Monopolkommission anzuerkennen, dass eine Umstellung des Regulierungssystems mit individuellen Härtefällen einhergehen kann. Dies gilt insbesondere mit Blick auf solche Netzbetreiber, die in den ersten beiden Regulierungsperioden viel investiert haben.[474] Sofern man den Übergangssockel allerdings allein als Instrument zur Abfederung individueller Härtefälle sieht, ist der Fortbestand für pauschal alle Verteilernetzbetreiber wenig überzeugend. Zur Erfassung von Härtefällen wäre eine zielgenauere, auf tatsächliche Einzelfälle abstellende Regelung gegenüber dem nunmehr gewählten „Gießkannenprinzip“ vorzugswürdig gewesen. Beispielhaft ist etwa auf § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV hinzuweisen, wonach auf Antrag des Netzbetreibers eine Anpassung der EOG bei Vorliegen einer nicht zumutbaren Härte erfolgen kann, wenngleich an diese Regelung durch die Rechtsprechung hohe Anforderungen gestellt werden. Zur Abfederung individueller Härtefälle erscheint eine pauschale Ausweitung des Übergangssockels auf die vierte Regulierungsperiode und möglicherweise darüber hinaus nicht geboten. Eventuelle Härtefälle aufgrund der Umstellung des Regulierungssystems sollten stattdessen individuell adressiert werden.

Einführung eines Effizienzbonus

397. Der bereits aufgezeigten geringeren Effizienz- und Innovationsanreize eines Regulierungssystems mit Kapitalkostenabgleich war sich auch der Verordnungsgeber bewusst. Der Kapitalkostenabgleich wird daher durch die Einführung eines Effizienzbonus flankiert, um Anreize für einen effizienten Netzbetrieb zu verstärken.[475] Wie beschrieben, sollen Netzbetreiber, die gemäß der DEA-Methode zu 100 Prozent effizient sind, einen Bonus in Höhe von maximal fünf Prozent der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile auf ihre EOG erhalten. Die Bundesnetzagentur hatte die Einführung eines solchen Effizienzbonus – oder alternativ eines Efficiency-Carry-Over – im Evaluierungsbericht unabhängig von einem spezifischen Regulierungsmodell und prinzipiell mit Blick auf alle Netzbetreiber empfohlen, um Anreize für mittel- bis langfristig wirkende innovative Investitionen zu setzen. Hin-

---

[473] Vgl. Verordnungsentwurf der Bundesregierung, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BR-Drs. 296/16 vom 2. Juni 2016, S. 49.

[474] Auch die Bundesnetzagentur hat im Evaluierungsbericht angemerkt, dass „[n]eben den insgesamt durch die positiven Sockelbeträge perspektivisch abgedeckten Ersatzinvestitionen […] Fälle vorstellbar [sind], in denen die positiven Sockelbeträge die Zeitverzüge nicht vollständig kompensieren.“ Siehe BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 170.

[475] Verordnungsentwurf der Bundesregierung, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BR-Drs. 296/16 vom 2. Juni 2016, S. 27.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

tergrund war, dass von der bisherigen Anreizregulierung primär Anreize für kurzfristig wirkende Innovationen, aber kaum Anreize für mittel- bis langfristig wirkende Innovationen ausgingen, weil die Netzbetreiber mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode auf ihre effizienten Kosten „eingerastet“ wurden und damit keine weiteren Gewinne aus ihrer Investition ziehen konnten.[476]

398. Die Monopolkommission hatte den Vorschlag zur Einführung eines Bonussystems bereits in ihrem letzten Sondergutachten zu den Energiemärkten im Grundsatz begrüßt, da hierdurch zusätzliche Innovationsanreize gesetzt werden können.[477] Fraglich ist allerdings, welche Anreizwirkung von dem nunmehr eingeführten Effizienzbonus ausgeht. Seitens der Netzbetreiber werden diesbezüglich vor allem zwei Kritikpunkte vorgebracht. Zum einen falle die Anreizwirkung des Effizienzbonus aufgrund der Deckelung bei fünf Prozent eher gering aus. Zum anderen führe die Beschränkung des Effizienzbonus auf die DEA-Methode dazu, dass voraussichtlich nur wenige Netzbetreiber einen Bonus erhalten werden. Durch die Regelung würden alle Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren, die nicht am Effizienzvergleich teilnehmen, sowie Netzbetreiber, die gemäß der SFA-Methode zu 100 Prozent effizient sind, vom Bonus ausgeschlossen und damit benachteiligt.

399. Aus Sicht der Monopolkommission ist vor allem die mit der Ausgestaltung des Effizienzbonus einhergehende Beschränkung auf die DEA-Methode zu hinterfragen. Zwar werden hierdurch keine Netzbetreiber gegenüber der bisherigen Anreizregulierung schlechter gestellt, und es haben auch alle am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreiber die Möglichkeit, einen Effizienzbonus zu erhalten. Dennoch wäre es im Grundsatz vorzugswürdig, wenn alle Netzbetreiber, die gemäß des Effizienzvergleichs zu 100 Prozent effizient sind, einen Bonus unabhängig von der Methode, mittels derer dieser Effizienzwert ermittelt wird, erhalten würden. Dementsprechend sollte eine Ausweitung des Bonussystems auf die SFA-Methode erwogen werden. Hierzu könnte etwa der Vorschlag geprüft werden, einen zunehmenden Aufschlag auf die EOG ab Erreichen eines bestimmten Effizienz- bzw. Schwellenwerts bei beiden Methoden zu gewähren.[478]

400. Abgesehen vom Effizienzbonus waren im Referentenentwurf zur Erhöhung des Effizienzdrucks eine Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf vier Jahre und eine Verkürzung des Abbaupfads für Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre vorgesehen.[479] Beide Maßnahmen sind allerdings im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens entfallen.[480] Während durch die Verkürzung der Regulierungsperiode eine schnellere Überprüfung von Kapitalkosten im Effizienzvergleich sowie eine schnellere Anpassung der EOG an veränderte Betriebskosten erreicht werden sollte, zielte die Verkürzung des Abbaupfads für Ineffizienzen auf eine Verschärfung des Kostensenkungsdrucks. Letztlich ist zu konstatieren, dass mit dem Verzicht auf die Umsetzung beider Maßnahmen auf eine Verschärfung des Effizienzdrucks verzichtet wurde. Der Vorschlag einer Verkürzung der Regulierungsperiode wirkt zwar zunächst ungewöhnlich, weil sich prinzipiell bessere Effizienz- und Innovationsanreize bei längeren Regulierungsperioden einstellen. Anders als unter dem Budgetprinzip sind unter dem Kapitalkostenabgleich die Effizienzanreize allerdings deutlich geringer ausgeprägt, sodass sich eine schnellere Überprüfung der getätigten Investitionen prinzipiell anbietet.

---

[476] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 254 ff.

[477] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71, a. a. O., Tz. 539.

[478] Vgl. Elsenbast, W. u. a., Was bringt die Anreizregulierung „2.1“?, a. a. O., S. 69.

[479] Verordnungsentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 19. April 2016.

[480] Die Verkürzung der Regulierungsperiode fand bereits keinen Eingang in den Regierungsentwurf. Die Verkürzung des Abbaupfads für Ineffizienzen wurde durch den Bundesrat gekippt. Dieser hielt zum einen die gesetzlich vorgeschriebene Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gemäß § 21a Abs. 5 EnWG für gefährdet und sah zum anderen keinen überzeugenden Grund für ein Abrücken vom Gleichlauf der Dauer der Regulierungsperiode und der Dauer des Senkungspfads; vgl. Beschluss des Bundesrates, Entwurf einer Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung, BR-Drs. 296/16 (Beschluss) vom 8. Juli 2016, S. 5.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Änderungen im Effizienzvergleich

401. Der Wegfall von Pflichtparametern im Effizienzvergleich ab der dritten Regulierungsperiode war bereits vor der Novelle der ARegV vorgesehen (§ 13 Abs. 4 ARegV-Alt) und ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Durch die freie Wahl der Vergleichsparameter auf Grundlage von § 13 Abs. 3 ARegV kann die Bundesnetzagentur Unterschiede zwischen Netzbetreibern im Effizienzvergleich künftig sachgerechter abbilden, sodass die Effizienzwerte genauer geschätzt und die Netzbetreiber insgesamt fairer bewertet werden können.[481] Die vor allem seitens der Netzbetreiber geäußerte Kritik, dass bereits kleinere Änderungen bei den Vergleichsparametern erhebliche Auswirkungen auf die Effizienzwerte haben können, sollte dennoch ernst genommen werden. Insofern ist eine genaue Prüfung der relevanten Parameter durch die Bundesnetzagentur anzumahnen.

402. Grundsätzlich positiv erscheint auch, dass bei der Anwendung der DEA-Methode zukünftig mit konstanten anstatt mit nicht-fallenden Skalenerträgen gerechnet werden soll.[482] Hierdurch wird letztlich sichergestellt, dass alle am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber unabhängig von ihrer Größe miteinander verglichen werden. Die Änderung führt zwar dazu, dass die relativ kleinsten der am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber im Rahmen der DEA künftig strenger bewertet werden, was entsprechende Auswirkungen auf deren Effizienzwerte haben kann. Der Einwand, dass hiermit eine Strukturpolitik zulasten kleiner Netzbetreiber verfolgt werde, überzeugt allerdings nicht. Vielmehr ist zu konstatieren, dass unter der bisherigen Annahme nicht-fallender Skalenerträge die relativ kleinsten der am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber bevorzugt wurden. Inwieweit diese Bevorzugung sachgerecht war, ist vor allem deshalb fraglich, weil es sich bei diesen Netzbetreibern nicht zwingend um wirklich kleine Netzbetreiber handelte, da letztere in der Regel das vereinfachte Verfahren wählten und am Effizienzvergleich nicht teilnahmen. Die Regelung schützte insofern nicht zwingend kleine Netzbetreiber, sondern nur die kleinsten Netzbetreiber im Regelverfahren.

403. Bei der Effizienzwertbestimmung hat sich der Verordnungsgeber wie beschrieben für ein Festhalten an der Best-of-Four-Abrechnung entschieden (§ 12 Abs. 3 ARegv). Künftig wird somit weiterhin der beste der im Effizienzvergleich ermittelten Effizienzwerte herangezogen und nicht etwa ein Durchschnittseffizienzwert ermittelt. Letzterer war noch im Eckpunktepapier mit Verweis auf die gestiegene Robustheit des Effizienzvergleichs angedacht gewesen.[483] Als Vorteil der Bestwertabrechnung wird vor allem angeführt, dass durch diese mögliche statistische Fehler aufgrund der im Effizienzvergleich eingesetzten Methoden abgefedert werden können. Da die Effizienzwerte bei einer Bestwertabrechnung aber in der Regel höher ausfallen als bei einer Ermittlung eines Durchschnittseffizienzwertes, besteht gleichzeitig ein geringerer Effizienz- bzw. Kostensenkungsdruck für die Netzbetreiber. Letztlich ist insofern zu konstatieren, dass sich der Verordnungsgeber bei der Effizienzwertbestimmung zugunsten der Netzbetreiber gegen eine weitere Stärkung der Effizienzanreize entschieden hat.

Änderungen im vereinfachten Verfahren

404. Der Verordnungsgeber verzichtet in der novellierten ARegV auf die noch im Eckpunktepapier erwogene Absenkung der Schwellenwerte zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren, sodass auch künftig eine große Anzahl an Netzbetreibern nicht am Regelverfahren und damit nicht am Effizienzvergleich teilnehmen wird. Wie beschrieben, soll hiermit möglichen mit einer Absenkung einhergehenden Unsicherheiten Rechnung getragen werden, die sich negativ auf die Umstellung des Regulierungssystems bei Verteilernetzbetreibern auswirken könnten. Die Beibehaltung der bestehenden Schwellenwerte ist ambivalent zu beurteilen. Einerseits dürfen diese nicht zu niedrig angesetzt sein, damit das vereinfachte Verfahren seinen originären Zweck, die Verhinderung einer überproportionalen Belastung kleiner Netzbetreiber durch den regulatorischen Aufwand der Anreizregulierung, gerecht werden kann. Andererseits ist die Anzahl der Verteilernetzbetreiber, die vom vereinfachten Verfahren Gebrauch machen, mit

---

[481] Vgl. Elsenbast, W. u. a., Was bringt die Anreizregulierung „2.1“?, a. a. O., S. 69.

[482] Anlage 3 (zu § 12) Nr. 4 ARegV.

[483] Vgl. BMWi, Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze, a. a. O.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

derzeit ca. 80 Prozent sehr hoch.[484] Der entsprechend geringe Anteil an Netzbetreibern im Regelverfahren geht dabei letztlich zulasten der Belastbarkeit des Effizienzvergleichs. Die Monopolkommission begrüßt vor diesem Hintergrund, dass die Bundesnetzagentur während der dritten Regulierungsperiode einen Bericht zur Struktur und Effizienz von Verteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren anfertigen wird, welcher insbesondere auch Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung und Höhe der Schwellenwerte enthalten soll. Auf Basis dieses Berichts kann sodann über eine mögliche Anpassung der Schwellenwerte entschieden werden.

405. Grundsätzlich positiv zu bewerten ist die beschlossene Absenkung des pauschalen Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Hierdurch werden künftig mehr Kosten der am vereinfachten Verfahren teilnehmenden Netzbetreiber Effizienzanreizen unterliegen. Die Absenkung von derzeit 45 Prozent auf fünf Prozent zuzüglich vorgelagerter Netzkosten und vermiedener Netzentgelte erscheint in Anbetracht der im Evaluierungsbericht dargelegten Ergebnisse insgesamt sachgerecht, um die bisherige materielle Besserstellung von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren, durch die unter Umständen effiziente Netzzusammenschlüsse zwischen kleineren Netzbetreibern verhindert bzw. Anreize zur Aufspaltung von Netzen gesetzt wurden, zukünftig weitgehend zu vermeiden.[485]

Beibehaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

406. Wie beschrieben, soll der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, durch den die Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung der Netzbetreiber in Relation zur Gesamtwirtschaft gestellt wird, beibehalten werden. Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird er aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt. Nachdem dieser Faktor in den ersten beiden Regulierungsperioden durch § 9 Abs. 2 ARegV mit 1,25 Prozent bzw. 1,5 Prozent vom Verordnungsgeber explizit vorgegeben wurde, ist er ab der dritten Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur – wie bereits vor der Novelle vorgesehen – nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln. Für die dritte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur hierzu ein Gutachten zu den methodischen Ansätzen erstellen lassen.[486] Für Gasnetzbetreiber erfolgt die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in 2017, für Stromnetzbetreiber in 2018.

407. Seitens der Netzbetreiber wurde während des Verordnungsgebungsverfahrens für ein Aussetzen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in der dritten Regulierungsperiode plädiert. Hingewiesen wurde in diesem Zusammenhang auf die bestehenden Investitionsherausforderungen sowie auf methodische Probleme bei der sachgerechten Ermittlung des Produktivitätsfaktors.[487] Aus Sicht der Monopolkommission ist die Beibehaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors sowie die zukünftige Festlegung durch die Bundesnetzagentur positiv zu bewerten. Zum einen ist anzunehmen, dass sich die Produktivitätsentwicklung im regulierten Netzbetrieb derzeit weiterhin von jener in anderen Branchen unterscheidet und im Netzbereich noch größere Produktivitätssteigerungen als in der Gesamtwirtschaft möglich sind. Hinzuweisen ist insofern etwa auf die moderaten Vorgaben bei der Einführung der Anreizregulierung, insbesondere die eher niedrig angesetzten Werte für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor von 1,25 bzw. 1,5 Prozent.[488] Zum anderen ist eine empirisch fundierte und ergebnisoffene Ermittlung des Produktivitätsfaktors, die auch ergeben könnte, dass der Produktivitätsfaktor null beträgt,

---

[484] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 315.

[485] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 319 f.

[486] Vgl. Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, 10. Juli 2017, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/Produktivitaetsfaktor/WIK_Gutachten_Prodfaktor_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf am 18. August 2017.

[487] Vgl. BDEW, Stellungnahme zum Referentenentwurf zur Novelle der Anreizregulierungsverordnung, 2. Mai 2016, https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160502-oe-stellungnahme-novelle-der-anreizregulierungsverordn/$file/BDEW_Stellungnahme_Referentenentwurf_Novelle_ARegV_02052016_web.pdf, Abruf am 18. August 2017.

[488] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 274.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

grundsätzlich einer pauschalen Festlegung durch den Verordnungsgeber vorzuziehen. Positiv ist auch anzumerken, dass nunmehr für den Gas- und Stromsektor jeweils separate generelle sektorale Produktivitätsfaktoren festgelegt werden.

Verzicht auf ein Qualitätselement im Gasbereich

408. Da eine Anreizregulierung im Wesentlichen mit Kostensenkungsanreizen einhergeht, soll durch eine komplementäre Qualitätsregulierung sichergestellt werden, dass Netzbetreiber Kostensenkungen nicht durch den Verzicht auf erforderliche Investitionen in die Netze realisieren. In Deutschland enthält die Regulierungsformel, auf deren Basis die EOG bestimmt wird, hierzu ein sog. Qualitätselement, durch das in Abhängigkeit der Netzqualität ein Zu- oder Abschlag auf die EOG erfolgt. Durch das Qualitätselement wird somit ein Anreiz gesetzt, eine möglichst optimale Netzqualität sicherzustellen.

409. Für den Gasbereich sollte ein Qualitätselement bislang zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode eingeführt werden. Mit der Novelle der ARegV hat der Verordnungsgeber die bestehende Regelung abgeschwächt und die bisherige „Soll-Vorschrift“ durch eine „Kann-Vorschrift“ ersetzt (§ 19 Abs. 2 Satz 3 ARegV). Demnach entscheidet nunmehr die Bundesnetzagentur, ob und wenn ja wann ein Qualitätselement im Gasbereich eingeführt wird. Begründet wird dies vor allem mit der sehr hohen Netzzuverlässigkeit von Gasnetzbetreibern. Der Verordnungsgeber ist mit dieser Änderung letztlich der Empfehlung der Bundesnetzagentur im Evaluierungsbericht gefolgt.[489] Aus Sicht der Monopolkommission ist anzumerken, dass grundsätzlich auch für Gasnetzbetreiber ein Anreiz besteht, Kostensenkungen durch eine Verringerung der Netzqualität zu erzielen. Sie hält insofern eine Qualitätsregulierung auch im Gasbereich weiterhin im Grundsatz für geboten. Gleichwohl erscheint ein Verzicht auf die Einführung eines Qualitätselements aufgrund der im Evaluierungsbericht festgestellten hohen Netzzuverlässigkeit derzeit vertretbar. Um bei Bedarf zeitnah reagieren zu können, sollte die Bundesnetzagentur die Entwicklung der Netzzuverlässigkeit kritisch verfolgen und ein Konzept zur potenziellen Einführung eines Qualitätselements entwickeln.

Erhöhung der Transparenz

410. Durch die Novelle der ARegV wurden, wie beschrieben, erweiterte Veröffentlichungspflichten geschaffen, die vor allem Details des Regulierungsprozesses betreffen, wie etwa die Höhe und Anpassung der EOG im Laufe der Regulierungsperiode, ermittelte Effizienz- und Supereffizienzwerte sowie Summenwerte des Kapitalkostenaufschlags und der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Grundsätzlich ist eine hinreichende Transparenz wichtig, damit Regulierungsentscheidungen sowie der gesamte Regulierungsprozess von Netzbetreibern, Netznutzern sowie interessierter Öffentlichkeit nachvollzogen werden können. Eine erhöhte Transparenz steht allerdings immer im Spannungsverhältnis zu berechtigten Geheimhaltungsinteressen der Netzbetreiber. Hierauf ist bei der Veröffentlichung netzbetreiberspezifischer Daten zu achten.

411. Umstritten ist, inwieweit Netzbetreiber als Monopolisten überhaupt schützenswerte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse haben können. Das Verwaltungsgericht Köln hat in einem Urteil die Schutzwürdigkeit von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen im Falle eines natürlichen Monopols aufgrund fehlenden Wettbewerbs verneint. [490] Demgegenüber hat das Oberlandesgericht Düsseldorf jüngst ausgeführt, dass auch ein Monopolist, der in seinem operativen Geschäft keinem Wettbewerb ausgesetzt ist, grundsätzlich einen Anspruch auf Wahrung seiner Geschäftsgeheimnisse haben kann, soweit daran ein berechtigtes Interesse besteht, wenngleich die Frage im vorliegenden Fall unentschieden gelassen werden konnte.[491] Kürzlich hat zudem die Bundesnetzagentur ein Hinweispapier zur Frage der Geheimniseigenschaft von Netzbetreiberdaten sowie zu ihrer künftigen Veröffentli-

---

[489] Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 294-296.

[490] VG Köln, Urteil vom 25. Januar 2016, Az. 13 K 5017/13, Rn. 74 ff.

[491] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16. Februar 2017, Az. VI 5 Kart 24/16 (V). Rn. 73; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 3. April 2017, Az. VI 3 Kart 11/17 (V), Rn. 84.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

chungspraxis nach § 74 EnWG veröffentlicht.[492] Demnach können insbesondere Netzbetreiber, die auf vor- oder nachgelagerten Märkten im Wettbewerb stehen und etwa als Anbieter oder Nachfrager von Dienstleistungen sowie als Nachfrager von Gütern oder Kapital auftreten, ein berechtigtes Geheimhaltungsinteresse an bestimmten Informationen haben. Im Grundsatz könnten ferner Daten, die im Konzessionswettbewerb nach § 46 EnWG Rückschlüsse auf konkrete Geschäftsstrategien der Netzbetreiber erlauben, schutzwürdig sein, sofern diese nicht aufgrund bestehender Transparenzpflichten zugunsten der Wettbewerber offenbart werden müssen. Zudem sei zweifelhaft, ob bestimmte Informationen im Vorfeld eines potenziellen Konzessionswettbewerbs geschwärzt werden könnten. Grundsätzlich kein berechtigtes Geheimhaltungsinteresse sieht die Bundesnetzagentur schließlich bei aggregierten Daten sowie Daten, die älter als fünf Jahre sind, sofern sie nicht in die Gegenwart hineinwirken.

412. Durch die Neufassung von § 31 ARegV hat der Verordnungsgeber die bestehende Rechtsunsicherheit bei der Veröffentlichung netzbetreiberspezifischer Daten, wegen der Regulierungsbehörden in der Vergangenheit häufig auf eine Veröffentlichung verzichtet bzw. entsprechende Schwärzungen vorgenommen hatten, zumindest mit Blick auf die in der Verordnung explizit genannten Daten beseitigt. Die Monopolkommission sieht diese gesetzliche Klarstellung sowie die mit dieser einhergehenden erweiterten Veröffentlichungspflichten positiv. Sie hatte entsprechende Vorschläge der Bundesnetzagentur bereits in ihrem letzten Sondergutachten vor dem Hintergrund der im internationalen Vergleich geringen Transparenz der deutschen Anreizregulierung begrüßt.[493] Ob die nunmehr bestehenden Regelungen ausreichend oder weitere Veröffentlichungspflichten erforderlich sind, sollte kritisch geprüft werden. So wird etwa vorgebracht, dass die Veröffentlichungspflichten weiter hinter der Praxis in anderen EU-Mitgliedstaaten zurückbleiben und eine weitergehende Veröffentlichung zur Anfechtung von Entscheidungen der Regulierungsbehörden vor Gericht erforderlich sei. Aktuell bestehe für die Regulierungsbehörden weiterhin ein Anreiz, Entscheidungen zugunsten der Netzbetreiber zu treffen, da diese als Verfahrensbeteiligte gegen Entscheidungen vorgehen können.

4.2.5 Senkung der Eigenkapitalzinssätze

413. Abgesehen von der Novelle der ARegV erfolgte im Oktober 2016 durch die Bundesnetzagentur die Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze Strom und Gas für die dritte Regulierungsperiode gemäß § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung bzw. Gasnetzentgeltverordnung.[494] Auf Basis eines zuvor im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellten externen Gutachtens[495] wurden der für alle Strom- und Gasnetzbetreiber einheitliche Zinssatz für Neuanlagen von 9,05 auf 6,91 Prozent und jener für Altanlagen von 7,14 auf 5,12 Prozent (jeweils vor Steuern) gegenüber der zweiten Regulierungsperiode reduziert. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern beträgt 5,64 Prozent und setzt sich zusammen aus einem risikolosen Basiszins von 2,49 Prozent und einem Wagniszuschlag von 3,15 Prozent.[496] Die Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze spiegelt nach Angaben der Bundesnetz-

---

[492] Vgl. BNetzA, Hinweispapier zu Umgang und Reichweite zulässiger Schwärzungen bei der Veröffentlichung von Entscheidungen der Bundesnetzagentur in den Bereichen Elektrizität und Gas (insbesondere mit Blick auf Entgelt- und Kostenentscheidungen), 13. März 2017, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Hinweispapier_Schwaerzungen.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Abruf am 18. August 2017.

[493] So wurde etwa durch ein im Rahmen des Evaluierungsprozesses erstelltes externes Gutachten aufgezeigt, dass das Transparenzniveau von den betrachteten internationalen Regulierungssystemen nur in Italien geringer als in Deutschland war; vgl. E-Bridge, Internationale Regulierungssysteme, Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 18. August 2014, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Vergleich_int_ARegSys.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Abruf am 18. August 2017.

[494] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 5. Oktober 2016, BK4-16-160; BNetzA, Beschluss vom 5. Oktober 2016, BK4-16-161.

[495] Vgl. Frontier Economics, Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Strom- und Gasnetzbetreiber, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 28. Juni 2016, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/Gutachten_Wagniszuschlag_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf am 18. August 2017.

[496] Der risikolose Basiszins wird als Zehnjahresdurchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere berechnet. Der Wagniszuschlag gibt an, welchen Zuschlag ein Investor fordert, um in Strom- und Gasnetze anstatt in ein risikoloses Alternativprojekt zu

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

agentur die seit längerem niedrigen Zinsen an den Kapitalmärkten wider. Die ermittelte Bandbreite für den Eigenkapitalzins entspreche dem internationalen Niveau und würde gewährleisten, dass die erforderlichen Investitionen im Rahmen der Energiewende gestemmt werden können.[497]

414. Die Reaktionen auf die Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze fielen unterschiedlich aus. Kritik übten vor allem die Netzbetreiber, welche die Absenkung als zu drastisch ansehen. Die für die dritte Regulierungsperiode geltenden Eigenkapitalzinssätze gehörten zu den niedrigsten in Europa und würden die Ertragslage und die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber verschlechtern. Kritisiert wurde insbesondere die Absenkung der Marktrisikoprämie. Während eine Absenkung des risikolosen Basiszinses in Anbetracht der Situation auf den Kapitalmärkten nachvollziehbar sei, sei die Absenkung der Marktrisikoprämie nicht plausibel. Hingewiesen wird insofern zum einen darauf, dass mit der Umstellung des Regulierungssystems und des vorgesehenen Wegfalls der Sockelbeträge das Vertrauen der Investoren in den deutschen Regulierungsrahmen gesunken sei. Zum anderen sei die Marktrisikoprämie methodisch unzureichend ermittelt worden.[498] Demgegenüber plädierte etwa der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) in Anbetracht des anhaltend niedrigen Zinsniveaus und des vergleichsweise risikoarmen Netzbetriebs für eine noch stärkere Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze, um überhöhte Renditen der Netzbetreiber zu vermeiden.[499] Der Energieversorger LichtBlick sowie der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) forderten mit Verweis auf methodische Mängel etwa eine Reduzierung des Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen auf 5,04 Prozent.[500]

415. Grundsätzlich ist eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals wichtig, um ausreichende Investitionen in die deutschen Energienetze zu gewährleisten. Gleichzeitig sollten aber überhöhte Renditen bei den Netzbetreibern, die zulasten der Netznutzer gehen, vermieden werden. Ungeachtet der methodischen Streitigkeiten ist insofern die Absenkung der Eigenkapitalzinssätze in Anbetracht der anhaltenden Niedrigzinsen aus Sicht der Monopolkommission grundsätzlich geboten. Gerade für den staatlich regulierten und vergleichsweise risikoarmen Netzbetrieb dürften die festgelegten Zinssätze weiterhin auskömmlich sein. Anzumerken ist insofern auch, dass die erfolgte Absenkung in Höhe von 23,6 Prozent für Neuanlagen bzw. 28,3 Prozent für Altanlagen nicht zuletzt deshalb besonders deutlich ausfällt, weil sich die Bundesnetzagentur bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die zweite Regulierungsperiode im Jahr 2011 gegen die Übernahme des rechnerischen Ergebnisses entschieden und auf eine Absenkung des Wagniszuschlags verzichtet hatte.[501] Die Eigenkapitalzinssätze für die zweite Regulierungsperiode waren daher höher als rechnerisch geboten. Durch diese Anpassung sollte vor allem der energiepolitischen Sondersituation in Deutschland durch die Energiewende Rechnung getragen werden, gerade auch in Anbetracht der möglicherweise nur vorübergehenden Ereignisse an den Kapitalmärkten. Im Rahmen des jüngsten Festlegungsverfahrens hat die Bundesnetzagentur hingegen auf eine solche Korrektur der rechnerisch ermittelten Eigenkapitalzinssätze verzichtet, weil nicht davon auszugehen sei, dass sich die aktuellen Rahmenbedingungen an den Kapitalmärkten kurz- oder mittelfristig ändern werden.[502]

---

investieren. Er wird durch das Capital Asset Pricing Model (CAPM) ermittelt und ist das Produkt einer Marktrisikoprämie und eines das spezifische Risiko der regulierten Branche erfassenden Risikofaktors.

497 Vgl. BNetzA, Bundesnetzagentur legt Eigenkapitalrenditen für Strom- und Gasnetze fest, Pressemitteilung vom 12. Oktober 2016, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161012_EKZ.html, Abruf am 10. August 2017.

498 Siehe z. B. BDEW, Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zu den Festlegungen von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 Strom- bzw. Gas-Netzentgeltverordnungen, 10. August 2016, https://www.bdew.de/internet.nsf/id/50E0BE6B701EA07DC125800B002B307B/$file/20160810_BDEW_STN_EK-Zins%20_oAP.pdf, Abruf am 18. August 2017.

499 Vgl. vzbv, Netzbetreibern winkt Traumrendite – Verbraucher sollen zahlen, Onlinemeldung vom 9. August 2016, http://www.vzbv.de/meldung/netzbetreibern-winkt-traumrendite-verbraucher-sollen-zahlen, Abruf am 18. August 2017.

500 Vgl. LichtBlick, Milliarden-Entlastungen für Verbraucher möglich / Netzausbau nicht gefährdet, Pressemitteilung vom 6. September 2016, https://www.lichtblick.de/presse/news/2016/09/06/milliarden-entlastungen-f%C3%BCr-verbraucher-m%C3%B6glich-netzausbau-nicht-gef%C3%A4hrdet/, Abruf am 18. August 2017.

501 Vgl. BNetzA, Beschluss vom 31. Oktober 2011, BK4-11-304.

502 Vgl. BNetzA, Beschluss vom 5. Oktober 2016, BK4-16-160; BNetzA, Beschluss vom 5. Oktober 2016, BK4-16-161.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

4.2.6 Fazit

416. Insgesamt ist festzustellen, dass sich der Fokus der Netzentgeltregulierung mit der Novelle der ARegV für die Verteilernetzebene stärker in Richtung Sicherstellung ausreichender Investitionen verschoben hat. Da durch den Kapitalkostenabgleich der Zeitverzug bei der Anerkennung von Investitionskosten in der EOG weitgehend abgeschafft wird, bestehen zukünftig stärkere Investitionsanreize. Das politische Ziel, die Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber zu verbessern, dürfte somit erreicht werden. Auch die für die dritte Regulierungsperiode reduzierten Eigenkapitalzinssätze dürften weiterhin auskömmlich sein, um ausreichende Investitionen in die deutschen Energienetze sicherzustellen.

417. Problematisch an der Einführung des Kapitalkostenabgleichs sind vor allem die im Vergleich zu den ersten beiden Regulierungsperioden geringeren Effizienzanreize, welche unter dem Budgetprinzip noch im Fokus der Anreizregulierung standen. Der Kapitalkostenabgleich führt zudem zu einer systematischen Bevorzugung kapitalintensiver Investitionen gegenüber betriebskostenintensiven Maßnahmen. Diese Verzerrung zugunsten der Kapitalkosten kann zu einem ineffizient hohen Kapitaleinsatz führen. Hiermit einher geht tendenziell eine Verzerrung von Innovationsanreizen. Die Monopolkommission plädiert vor diesem Hintergrund dafür, im Zuge der Weiterentwicklung des Regulierungssystems für Verteilernetzbetreiber Effizienzanreize wieder zu stärken und die bestehende Verzerrung zugunsten kapitalintensiver Investitionen zu verringern.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Kapitel 5

Zentrale Handlungsempfehlungen

418. Gemäß ihrem gesetzlichen Auftrag hat die Monopolkommission verschiedene Problemkomplexe auf dem Energiemarkt untersucht. Danach sollte der Schwerpunkt der Energie- und Umweltpolitikpolitik in der anstehenden Legislaturperiode darauf gelegt wird, den rechtlichen Rahmen konsequent an ordnungspolitischen Prinzipien auszurichten und auf diese Weise disparate Regelungsbereiche kohärent zusammenzuführen. Als nächste Schritte zur Erreichung dieses Ziels, hat sie die folgenden zentralen Empfehlungen erarbeitet:

Energiegroßhandel

- Im Gassektor sollte die Zusammenlegung von Marktgebieten an ein positives Ergebnis einer auf einem Netzmodell basierenden Kosten/Nutzen-Analyse geknüpft werden.
- Zur Sicherstellung von Effizienz und Versorgungssicherheit auf dem Stromgroßhandelsmarkt, sollte die Bundesregierung ihr Konzept einer Kapazitätsreserve
  - auf einen Zeitraum von zehn Jahren begrenzen;
  - mit einer Berechnung des Wertes für Versorgungssicherheit (VoLL) verknüpfen. Das technische Gebotslimit an der Strombörse und der Ausgleichsenergiepreis bei Einsatz der Reserve sollten auf den berechneten Wert festgesetzt werden.
- Das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur sollten den Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht und Marktmanipulation im Energiesektor zeitnah veröffentlichen.
- Das Bundeskartellamt sollte im Bereich der Marktabgrenzung des Erstabsatzmarktes für Strom eine (Viertel-) Stundenbetrachtung vornehmen und die kartellrechtliche Markbeherrschung auf Zeitpunkte begrenzen, in denen ein Unternehmen aufgrund seiner Marktposition den Preis signifikant beeinflussen kann.
- Zur Schaffung von Transparenz und Rechtssicherheit für die Energieversorger sollte das Bundeskartellamt in dem zu erwartenden Leitfaden eindeutige und für die Versorger antizipierbare Kriterien für die Durchführung einer kartellrechtlichen Verhaltensprüfung definieren.

Klimapolitik und Sektorkopplung

- Die Politik sollte sich vorrangig auf europäischer und globaler Ebene für eine Einigung auf ambitionierte Klimaziele einsetzen.
- Das europäische Emissionshandelssystems EU-ETS sollte gestärkt werden, indem zukünftig die Menge an Zertifikaten wirksam reduziert wird, sodass das Gesamtvolumen („cap“) den Treibhausgasausstoß ausreichend begrenzt.
- Die Förderung erneuerbarer Energien sollte langfristig auslaufen und die Reduktion von Treibhausgasen vollständig über den europäischen Emissionshandel organisiert werden.
- Um die Verwendung von erneuerbaren Energien in den Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung zu erhöhen, d. h., Anreize für die Sektorkopplung zu schaffen, sollten diese in den EU-ETS einbezogen werden. In einer Übergangszeit sollte
  - der Stromverbrauch von der EEG-Umlage entlastet werden;
  - das System der Energie- und Stromsteuern zugunsten eines CO_2-Preissignals angepasst werden.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

Energiewende

- Die Förderung erneuerbarer Energien sollte soweit wie möglich über technologieneutrale Ausschreibungen erfolgen, sodass im Wettbewerb das effiziente Verhältnis an installierter Leistung unterschiedlicher Technologien identifiziert werden kann.
- Im Rahmen des Fördersystems sollte das Referenzertragsmodell abgeschafft werden.
- Beim Ausbau der Stromnetze sollte der verbrauchsnahe Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien als Alternative berücksichtigt werden.
- Es sollte ein erzeugerseitiges Netzentgelt für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Regionalkomponente) eingeführt werden. Die EE-Regionalkomponente sollte
  - eine Abwägung zwischen Ertragsmöglichkeiten und Netzausbaukosten ermöglichen und so den regionalen Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien effizient steuern;
  - unabhängig vom Ausschreibungssystem von EE-Anlagenbetreibern an Netzbetreiber entrichtet werden, wenn an dem geplanten Standort ein Netzausbaubedarf ausgelöst wird. So würden die netzseitigen Kosten der Energiewende verursachungsgerechter verteilt.

Ausschreibung von Konzessionen für Verteilnetze

- Der gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur sowie die Leitfäden und Musterkriterienkataloge der Landeskartell- und Landesregulierungsbehörden sollten an die Neuregelung des § 46 EnWG angepasst werden. Dies erfordert einerseits eine Aufwertung des Ziels der Kosteneffizienz, andererseits sollten den ausschreibenden Kommunen belastbare Indizien für die Konkretisierung dieses Ziels an die Hand gegeben werden.
- Zur Konkretisierung des Ziels der Kosteneffizienz sollte ein „Abschlag vom Netzentgelt“, der von den auf die ausgeschriebene Konzession bietenden Netzbetreibern angeboten wird, herangezogen werden.
- Bei der Anwendung des „Abschlags vom Netzentgelt“ als Wettbewerbsparameter im Ausschreibungsverfahren sollte es der ausschreibenden Kommune überlassen sein, die Bemessungsgrundlage für den Abschlag festzulegen.
- Die Zulässigkeit von in Konzessionsverträgen vereinbarten Abschlägen auf das ermittelte Netznutzungsentgelt könnte – z. B. durch eine Ergänzung von § 17 Abs. 8 Stromnetzentgeltverordnung und § 15 Abs. 8 Gasnetzverordnung jeweils um folgenden Satz 2 – klargestellt werden:

  „Unbeschadet von Satz 1 dürfen im Rahmen des Konzessionsvertrags Abschläge vom regulierten Netzentgelt vereinbart werden.“

Netzentgeltregulierung

- Die unter dem Kapitalkostenabgleich verringerten Effizienzanreize sollten im Zuge der Weiterentwicklung des Regulierungssystems gestärkt werden.
- Die bestehende Verzerrung zugunsten kapitalintensiver Investitionen unter dem Kapitalkostenabgleich sollte verringert werden.
- Effiziente Netzbetreiber sollten unabhängig von der Methode, mittels derer ihr Effizienzwert ermittelt wurde, einen Effizienzbonus erhalten. Hierzu sollte eine Überarbeitung und Ausweitung des neu eingeführten Bonussystems auf die stochastische Effizienzgrenzanalyse geprüft werden.
- Potenzielle Härtefälle aufgrund der Umstellung des Regulierungssystems sollten individuell und nicht durch eine pauschale Ausweitung des Übergangssockels auf die vierte Regulierungsperiode adressiert werden.

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.